EXTRA Vol. 152, No. 1

Canada Gazette
Part II

OTTAWA, THURSDAY, APRIL 26, 2018

Registration
SOR/2018-66 April 4, 2018

CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999

P.C. 2018-396 April 3, 2018

Whereas, pursuant to subsection 332(1)[a] of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*[b], the Minister of the Environment published in the *Canada Gazette*, Part I, on May 27, 2017, a copy of the proposed *Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)*, substantially in the annexed form, and persons were given an opportunity to file comments with respect to the proposed Regulations or to file a notice of objection requesting that a board of review be established and stating the reasons for the objection;

Whereas, pursuant to subsection 93(3) of that Act, the National Advisory Committee has been given an opportunity to provide its advice under section 6[c] of that Act;

And whereas, in accordance with subsection 93(4) of that Act, the Governor in Council is of the opinion that the proposed Regulations do not regulate an aspect of a substance that is regulated by or under any other Act of Parliament in a manner that provides, in the opinion of the Governor in Council, sufficient protection to the environment and human health;

[a] S.C. 2004, c. 15, s. 31
[b] S.C. 1999, c. 33
[c] S.C. 2015, c. 3, par. 172(d)

ÉDITION SPÉCIALE Vol. 152, n° 1

Gazette du Canada
Partie II

OTTAWA, LE JEUDI 26 AVRIL 2018

Enregistrement
DORS/2018-66 Le 4 avril 2018

LOI CANADIENNE SUR LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT (1999)

C.P. 2018-396 Le 3 avril 2018

Attendu que, conformément au paragraphe 332(1)[a] de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*[b], la ministre de l'Environnement a fait publier dans la Partie I de la *Gazette du Canada*, le 27 mai 2017, le projet de règlement intitulé *Règlement concernant la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)*, conforme en substance au texte ci-après, et que les intéressés ont ainsi eu la possibilité de présenter leurs observations à cet égard ou un avis d'opposition motivé demandant la constitution d'une commission de révision;

Attendu que, conformément au paragraphe 93(3) de cette loi, le comité consultatif national s'est vu accorder la possibilité de formuler ses conseils dans le cadre de l'article 6[c] de celle-ci;

Attendu que la gouverneure en conseil est d'avis que, aux termes du paragraphe 93(4) de cette loi, le projet de règlement ne vise pas un point déjà réglementé sous le régime d'une autre loi fédérale de manière à offrir une protection suffisante pour l'environnement et la santé humaine,

[a] L.C. 2004, ch. 15, art. 31
[b] L.C. 1999, ch. 33
[c] L.C. 2015, ch. 3, al. 172d)

© Her Majesty the Queen in Right of Canada, 2018
Published by the Queen's Printer for Canada, 2018

ISSN 1494-6122

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada, 2018
Publié par l'imprimeur de la Reine pour le Canada, 2018

Therefore, Her Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of the Environment and the Minister of Health, pursuant to subsection 93(1), section 286.1[d] and subsection 330(3.2)[e] of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*[b], makes the annexed *Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)*.

À ces causes, sur recommandation de la ministre de l'Environnement et de la ministre de la Santé et en vertu du paragraphe 93(1), de l'article 286.1[d] et du paragraphe 330(3.2)[e] de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*[b], Son Excellence la Gouverneure générale en conseil prend le *Règlement concernant la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)*, ci-après.

Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)

Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)

Purpose and Overview

Protection of environment and reduction of harmful effects

1 For the purpose of protecting the environment on which life depends and of reducing the immediate or long-term harmful effects of the emission of methane and certain volatile organic compounds on the environment or its biological diversity, these Regulations

(a) impose certain requirements on the oil and gas sector in order to reduce emissions of methane and certain volatile organic compounds; and

(b) designate the contravention of certain of its provisions as serious offences by adding them to the schedule to the *Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)*.

Objet et aperçu

Protection de l'environnement et réduction des effets nocifs

1 Afin de protéger l'environnement essentiel à la vie et de réduire, immédiatement ou à long terme, les effets nocifs des émissions de méthane et de certains composés organiques volatils sur l'environnement ou sur sa diversité biologique, le présent règlement :

a) impose au secteur du pétrole et du gaz des exigences pour réduire les émissions de méthane et de certains composés organiques volatils;

b) désigne la contravention à certaines de ses dispositions comme étant des infractions graves en ajoutant ces dispositions à l'annexe du *Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*.

Interpretation

Definitions

2 (1) The following definitions apply in these Regulations.

authorized official means

(a) in respect of an operator who is an individual, that individual or another individual who is authorized to act on their behalf;

(b) in respect of an operator that is a corporation, an officer of the corporation who is authorized to act on its behalf; and

Définitions et interprétation

Définitions

2 (1) Les définitions qui suivent s'appliquent au présent règlement.

agent autorisé

a) Dans le cas où l'exploitant est une personne physique, celle-ci ou un individu autorisé à agir en son nom;

b) dans le cas où il est une personne morale, celui de ses dirigeants autorisés à agir en son nom;

[d] S.C. 2009, c. 14, s. 80
[e] S.C. 2008, c. 31, s. 5

[d] L.C. 2009, ch. 14, art. 80
[e] L.C. 2008, ch. 31, art. 5

(c) in respect of an operator that is another entity, an individual who is authorized to act on its behalf. (*agent autorisé*)

combustion device means a device in which gaseous fuel is combusted to produce useful heat or energy. (*appareil à combustion*)

completion means the process of making a well ready for production, including such a process that involves hydraulic fracturing. (*complétion*)

deliver means to transport hydrocarbon gas from an upstream oil and gas facility for a purpose other than to dispose of the gas as waste. (*livrer*)

design bleed rate means the rate, expressed in standard m^3/h, at which gas is expected, according to the manufacturer of a pneumatic controller, to be continuously emitted from the pneumatic controller while it operates at a given operational setting specified by the manufacturer. (*taux de purge nominal*)

destroy means to convert hydrocarbons contained in hydrocarbon gas to carbon dioxide and other molecules for a purpose other than to produce useful heat or energy, and includes the flaring of hydrocarbon gas. (*détruire*)

Dominion Lands Survey system means the system for the survey of public lands referred to in sections 54 to 70 of the *Dominion Lands Act*, chapter 55 of the Revised Statutes of Canada, 1906 that is used in Manitoba, Saskatchewan and Alberta under the name the Dominion Lands Survey system. (*système d'arpentage des terres fédérales*)

EPA Method 21 means the method of the Environmental Protection Agency of the United States entitled *Method 21 — Determination of Volatile Organic Compound Leaks*, set out in Appendix A-7 to Part 60 of Title 40, chapter I of the *Code of Federal Regulations* of the United States. (*méthode 21 de l'EPA*)

equipment component means a component of equipment at an upstream oil and gas facility that comes into contact with hydrocarbons and that has the potential to emit fugitive emissions of hydrocarbon gas. (*composant d'équipement*)

flowback means the process of recovering fluids, or fluids mixed with solids, that were injected into a well during hydraulic fracturing in order

(a) to prepare for further hydraulic fracturing;

(b) to prepare for cleanup of the well; or

(c) to initiate or resume production from the well. (*reflux*)

c) dans le cas où il est une autre entité, la personne physique autorisée à agir en son nom. (*authorized official*)

appareil à combustion Appareil servant à la combustion du carburant gazeux afin de produire de la chaleur ou de l'énergie utiles. (*combustion device*)

complétion Processus de préparation d'un puits pour la production, notamment tout processus qui fait appel à la fracturation hydraulique. (*completion*)

composant d'équipement Élément faisant partie de la composition de l'équipement d'une installation de pétrole et de gaz en amont qui est en contact avec des hydrocarbures et qui est susceptible d'émettre des émissions fugitives de gaz d'hydrocarbures. (*equipment component*)

conditions normalisées S'entend d'une température de 15 °C et d'une pression de 101,325 kPa. (*standard conditions*)

détruire Convertir en dioxyde de carbone et en d'autres molécules les hydrocarbures contenus dans des gaz d'hydrocarbures à des fins autres que la production de chaleur ou énergie utiles. La présente définition vise également le torchage de gaz d'hydrocarbures. (*destroy*)

équipement de conservation de gaz d'hydrocarbures Équipement utilisé pour récupérer les gaz d'hydrocarbures en vue soit de les utiliser comme carburant, soit de les livrer, soit de les injecter dans un gisement souterrain à des fins autres que leur élimination comme déchets. (*hydrocarbon gas conservation equipment*)

évacuation Le fait d'émettre de manière contrôlée à partir d'une installation de pétrole et de gaz en amont des émissions de gaz d'hydrocarbures, sauf celles provenant de la combustion, qui résultent :

a) soit de la conception de l'équipement ou des modes opératoires dans l'installation;

b) soit d'un évènement à l'origine d'une pression supérieure à la capacité de rétention des gaz de l'équipement dans l'installation. (*venting*)

exploitant Personne ayant toute autorité à l'égard d'une installation de pétrole et de gaz en amont. (*operator*)

fracturation hydraulique Procédé consistant à injecter sous pression des fluides ou des fluides mélangés avec des particules solides dans un puits afin de provoquer des fractures dans un réservoir géologique souterrain par lesquelles des hydrocarbures et d'autres fluides peuvent migrer vers le puits. La présente définition vise notamment la refracturation hydraulique d'un puits ayant déjà fait l'objet d'une fracturation hydraulique. (*hydraulic fracturing*)

fugitive, in relation to emissions of hydrocarbon gas, means the emission of hydrocarbon gas from an upstream oil and gas facility in an unintentional manner. (*fugitive*)

gas-to-oil ratio means the ratio of the volume of hydrocarbon gas produced, expressed in standard m^3, to the volume of hydrocarbon liquid produced, expressed in standard m^3. (*rapport gaz-pétrole*)

hydraulic fracturing means the process of injecting fluids, or fluids mixed with solids, under pressure into a well in order to create fractures in an underground geological reservoir through which hydrocarbons and other fluids can migrate toward the well and includes hydraulic refracturing, namely, hydraulic fracturing at a well that has previously undergone hydraulic fracturing. (*fracturation hydraulique*)

hydrocarbon means methane, which has the molecular formula CH_4, or a volatile organic compound referred to in item 65 of the List of Toxic Substances in Schedule 1 to the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*. (*hydrocarbure*)

hydrocarbon gas conservation equipment means equipment used to recover hydrocarbon gas for use as fuel, for delivery or for injection for a purpose other than to dispose of the gas as waste into an underground geological deposit. (*équipment de conservation de gaz d'hydrocarbures*)

legal subdivision means a unit of land consisting of one quarter of a quarter-section and having an area of approximately 16 ha or 400 m by 400 m that is described in the Dominion Lands Survey system. (*subdivision officielle*)

natural gas gathering and boosting station means equipment that is located within a facility and that is used for the transportation of natural gas to a processing plant or natural gas transmission pipeline. (*station de collecte et de surpression de gaz naturel*)

natural gas processing plant means a plant used for the separation of

(a) natural gas liquids (NGLs) or non-methane gases from produced natural gas; or

(b) NGLs into two or more mixtures, each of which consists of only those NGLs. (*usine de traitement de gaz naturel*)

natural gas transmission compressor station means equipment that is located within a facility and that is used for the transportation of natural gas through a natural gas transmission pipeline. (*station de compression de gaz naturel*)

fugitive Se dit de l'émission de gaz d'hydrocarbures non intentionnelle provenant d'une installation de pétrole et de gaz en amont. (*fugitive*)

hydrocarbure Méthane, dont la formule moléculaire est CH_4, ou composé organique volatil visé à l'article 65 de la liste des substances toxiques de l'annexe 1 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. (*hydrocarbon*)

installation de pétrole et de gaz en amont Ensemble des bâtiments, des autres structures et des équipements fixes qui sont situés soit sur un site unique, soit sur des sites contigus ou adjacents, soit sur des sites formant un réseau dans lequel un site central de traitement est relié par des conduites de collecte à un ou plusieurs sites sur lesquels se trouve un puits et qui servent :

a) à l'extraction d'hydrocarbures d'un gisement souterrain ou d'un réservoir géologique souterrain;

b) au traitement primaire de ces hydrocarbures;

c) au transport d'hydrocarbures, y compris le stockage qui se rapporte à leur transport, autre que pour la distribution locale.

La présente définition vise également les conduites de collecte, les pipelines de transport, les stations de collecte et de surpression de gaz naturel, les stations de compression de gaz naturel et les usines de traitement de gaz naturel. (*upstream oil and gas facility*)

livrer Transporter des gaz d'hydrocarbures à partir d'une installation de pétrole et de gaz en amont à des fins autres que leur élimination comme déchets. (*deliver*)

m^3 normalisé Mètre cube de fluide dans des conditions normalisées. (*standard m^3*)

méthode 21 de l'EPA La méthode de l'Environmental Protection Agency des États-Unis intitulée *Method 21 — Determination of Volatile Organic Compound Leaks*, qui figure à l'annexe A-7 de la partie 60, chapitre I, titre 40 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis. (*EPA Method 21*)

pompe pneumatique Dispositif générant de l'énergie mécanique au moyen de gaz sous pression afin de pomper des liquides. (*pneumatic pump*)

ppmv Parties par million en volume. (*ppmv*)

produire S'agissant de gaz d'hydrocarbures ou d'hydrocarbures liquides, le fait de les extraire d'un gisement souterrain ou d'un réservoir géologique souterrain. (*produce*)

operator means a person who has the charge, management or control of an upstream oil and gas facility. (*exploitant*)

pneumatic controller means a device that uses pressurized gas to generate mechanical energy for the purpose of controlling or maintaining the conditions under which a process is carried out. (*régulateur pneumatique*)

pneumatic pump means a device that uses pressurized gas to generate mechanical energy for the purpose of pumping liquid. (*pompe pneumatique*)

ppmv means parts per million by volume. (*ppmv*)

primary processing means any processing of hydrocarbons that is for the principal purpose of removing any of, or any combination of, the following:

(a) water;

(b) hydrocarbon liquids;

(c) sulphur compounds; and

(d) contaminants. (*traitement primaire*)

produce, in relation to hydrocarbon gas or liquid, means to extract hydrocarbon gas or liquid from an underground geological deposit or reservoir. (*produire*)

receive, in relation to hydrocarbon gas, means to receive at an upstream oil and gas facility, other than from a natural source, hydrocarbon gas that is raw or has undergone primary processing without having been subject to additional processing. (*recevoir*)

standard conditions means a temperature of 15°C and a pressure of 101.325 kPa. (*conditions normalisées*)

standard m³ means a cubic metre of fluid at standard conditions. (*m³ normalisé*)

upstream oil and gas facility means the buildings, other structures and stationary equipment — that are located on a single site, on contiguous or adjacent sites or on sites that form a network in which a central processing site is connected by gathering pipelines with one or more well sites — for the purpose of

(a) the extraction of hydrocarbons from an underground geological deposit or reservoir;

(b) the primary processing of those hydrocarbons; or

(c) the transportation of hydrocarbons — including their storage for transportation purposes — other than for local distribution.

It includes a gathering pipeline, transmission pipeline, natural gas gathering and boosting station, natural gas

puits Vise notamment le puits foré pour l'injection de fluides ou de fluides mélangés avec des particules solides. (*well*)

rapport gaz-pétrole Rapport entre le volume de gaz d'hydrocarbures produit, exprimé en m³ normalisés, et le volume d'hydrocarbures liquides produit, exprimé en m³ normalisés. (*gas-to-oil ratio*)

recevoir S'agissant de gaz d'hydrocarbures à l'état brut ou qui ont fait l'objet d'un traitement primaire mais d'aucun autre traitement, le fait de les recevoir dans une installation de pétrole et de gaz en amont d'une source autre qu'une source naturelle. (*receive*)

reflux Procédé de récupération des fluides ou des fluides mélangés avec des particules solides qui ont été injectés dans un puits durant la fracturation hydraulique pour, selon le cas :

a) préparer d'autres fracturations hydrauliques;

b) préparer le nettoyage du puits;

c) mettre ou remettre le puits en production. (*flowback*)

régulateur pneumatique Dispositif générant de l'énergie mécanique au moyen de gaz sous pression afin de contrôler ou de maintenir les paramètres d'un procédé. (*pneumatic controller*)

station de collecte et de surpression de gaz naturel Équipement situé à l'intérieur d'une installation servant au transport de gaz naturel vers une usine de traitement ou un pipeline de transport de gaz naturel. (*natural gas gathering and boosting station*)

station de compression de gaz naturel Équipement situé à l'intérieur d'une installation servant au transport du gaz naturel par un pipeline de transport de gaz naturel. (*natural gas transmission compressor station*)

subdivision officielle Unité de territoire d'une superficie d'environ 16 ha ou 400 m x 400 m représentant le quart d'un quart de section et dont la description figure dans le système d'arpentage des terres fédérales. (*legal subdivision*)

système d'arpentage des terres fédérales Système d'arpentage des terres publiques visé aux articles 54 à 70 de la *Loi des terres fédérales*, chapitre 55 des Statuts révisés du Canada de 1906, et utilisé au Manitoba, en Saskatchewan et en Alberta sous le nom de Dominion Lands Survey system. (*Dominion Lands Survey system*)

taux de purge nominal Débit des émissions de gaz continu, exprimé en m³ normalisés/h, prévu par le fabricant d'un régulateur pneumatique lorsque celui-ci fonctionne en conformité avec un ensemble donné de

transmission compressor station and natural gas processing plant. (*installation de pétrole et de gaz en amont*)

venting, in relation to emissions of hydrocarbon gas, means the emission of hydrocarbon gas from an upstream oil and gas facility in a controlled manner, other than the emission of gas arising from combustion, due to

(a) the design of equipment or operational procedures at the facility; or

(b) the occurrence of an event that pressurizes the gas beyond the capacity of the equipment at the facility to retain the gas. (*évacuation*)

well includes a well drilled to allow for the injection of fluids or fluids mixed with solids. (*puits*)

conditions de fonctionnement précisées par le fabricant. (*design bleed rate*)

traitement primaire Traitement d'hydrocarbures dont le but principal est de retirer l'un ou plusieurs des éléments suivants :

a) l'eau;

b) les hydrocarbures liquides;

c) les composés sulfurés;

d) les contaminants. (*primary processing*)

usine de traitement de gaz naturel Usine où sont séparés :

a) les liquides de gaz naturel ou le gaz autre que le méthane du gaz naturel produit;

b) les liquides de gaz naturel en deux ou plusieurs mélanges composés uniquement de ces mêmes liquides. (*natural gas processing plant*)

Interpretation of documents incorporated by reference

(2) For the purpose of interpreting any document that is incorporated by reference into these Regulations, "should" must be read to mean "must" and any recommendation or suggestion must be read as an obligation, unless the context requires otherwise. For greater certainty, the context of the accuracy or repeatability of a measurement can never require otherwise.

Interprétation des documents incorporés par renvoi

(2) Pour l'interprétation des documents incorporés par renvoi dans le présent règlement, sauf indication contraire du contexte, le mot « should » ainsi que toute recommandation ou suggestion doivent être interprétés comme exprimant une obligation. Il est entendu que l'indication contraire du contexte ne peut prévaloir dans le cas de l'exactitude ou de la répétabilité d'une mesure.

Inconsistency

(3) In the event of an inconsistency between a provision of these Regulations and any document incorporated by reference into these Regulations, that provision prevails to the extent of the inconsistency.

Dispositions incompatibles

(3) Les dispositions du présent règlement l'emportent sur les dispositions incompatibles de tout document qui y est incorporé par renvoi.

Documents incorporated by reference

(4) Any document that is incorporated by reference into these Regulations is incorporated as amended from time to time.

Documents incorporés par renvoi

(4) Dans le présent règlement, tout renvoi à un document s'entend de sa version éventuellement modifiée.

Responsibility

Operator

3 An operator for an upstream oil and gas facility must ensure that a requirement set out in these Regulations in respect of the facility or equipment at the facility — along with any related requirement in respect of recording information, keeping documents and providing reports — is complied with.

Responsabilité

Exploitant

3 Tout exploitant d'une installation de pétrole et de gaz en amont veille au respect des exigences prévues par le présent règlement à l'égard de l'installation ou de l'équipement s'y trouvant, y compris les exigences relatives à la consignation des renseignements, à la conservation des documents et à la transmission des rapports.

PART 1

Onshore Upstream Oil and Gas Facilities

Application

Onshore facilities

4 This Part applies in respect of upstream oil and gas facilities other than those located offshore.

General Requirements

Hydrocarbon Gas Conservation and Destruction Equipment

Hydrocarbon gas conservation equipment

5 (1) Hydrocarbon gas conservation equipment that is used at an upstream oil and gas facility must

(a) be operated in such a manner that at least 95% of the hydrocarbon gas that is routed to the equipment — based on a calculation of the volumetric flow rates at standard conditions — is captured and conserved;

(b) be operating continuously, other than during periods when it is undergoing normal servicing or timely repairs; and

(c) be operated and maintained in accordance with the applicable recommendations of its manufacturer.

Exception to paragraph (1)(c)

(2) Despite paragraph (1)(c), no recommendation referred to in that paragraph need be treated as a requirement and complied with if the operator for a facility has a record that establishes that without that compliance the hydrocarbon gas conservation equipment's ability to respect paragraph (1)(a) is unaffected.

Records — conservation equipment

6 A record in respect of any hydrocarbon gas conservation equipment used at an upstream oil and gas facility must be made that indicates

(a) for each month during which the equipment is used, the percentage, at any given moment, of the hydrocarbon gas routed to the equipment that is captured and conserved, along with a calculation of the volumetric flow rates on which that percentage is based, with supporting documents; and

PARTIE 1

Installations terrestres de pétrole et de gaz en amont

Application

Installations terrestres

4 La présente partie s'applique aux installations de pétrole et de gaz en amont autres que les installations extracôtières de pétrole et de gaz en amont.

Exigences générales

Équipement de conservation et de destruction de gaz d'hydrocarbures

Équipement de conservation de gaz d'hydrocarbures

5 (1) Tout équipement de conservation de gaz d'hydrocarbures utilisé dans une installation de pétrole et de gaz en amont doit :

a) fonctionner de manière qu'au moins 95 % des gaz d'hydrocarbures, fondé sur le calcul des débits volumiques dans des conditions normalisées, dirigés vers l'équipement soient captés et conservés;

b) fonctionner de manière continue sauf pendant les périodes où il fait l'objet d'un entretien normal ou de réparations opportunes;

c) fonctionner et être entretenu selon les recommandations applicables du fabricant.

Exception à l'alinéa (1)c)

(2) Les recommandations applicables du fabricant visées à l'alinéa 1c) n'ont pas à être respectées si l'exploitant de l'installation a des renseignements consignés établissant que malgré cette non-conformité, l'exigence prévue à l'alinéa (1)a) est respectée.

Renseignements à consigner — équipement de conservation

6 Les renseignements ci-après doivent être consignés pour chaque équipement de conservation de gaz d'hydrocarbures utilisé dans une installation de pétrole et de gaz en amont :

a) pour chaque mois au cours duquel l'équipement est utilisé, le pourcentage, à tout moment, des gaz d'hydrocarbures dirigés vers l'équipement qui ont été captés et conservés ainsi que le calcul, documents à l'appui, des débits volumiques sur lequel ce pourcentage se fonde;

(b) how the equipment was operated and maintained, along with an indication of any recommendations of its manufacturer for its operation and maintenance, with supporting documents.

b) son fonctionnement et son entretien ainsi que, le cas échéant, une indication précisant les recommandations du fabricant à cet égard, documents à l'appui.

Conserved gas — use

7 Hydrocarbon gas that has been captured and conserved in hydrocarbon gas conservation equipment must be conserved until it is

(a) used at the facility as fuel in a combustion device that releases at most 5% of the combusted hydrocarbon gas to the atmosphere as hydrocarbon gas;

(b) delivered; or

(c) injected into an underground geological deposit for a purpose other than to dispose of the gas as waste.

Gaz conservé – utilisation

7 Les gaz d'hydrocarbures qui ont été captés et conservés dans un équipement de conservation de gaz d'hydrocarbures doivent y être conservés jusqu'au moment où ils sont :

a) soit utilisés dans l'installation de pétrole et de gaz en amont comme carburant dans un appareil à combustion qui rejette dans l'atmosphère au plus 5 % des gaz d'hydrocarbures brûlés;

b) soit vendus;

c) soit injectés dans un gisement souterrain à des fins autres que leur élimination comme déchets.

Records — conserved gas used as fuel

8 A record in respect of any hydrocarbon gas that is combusted as fuel in a combustion device referred to in paragraph 7(a) must be made that indicates for each month during which the device is used, the percentage, at any given moment, of the combusted hydrocarbon gas that is released as hydrocarbon gas, with supporting documents, based on

(a) tests conducted when the device operates under conditions recommended by the manufacturer for determining this percentage; or

(b) measurements taken when the device operates under those conditions.

Renseignements à consigner — utilisation du gaz conservé comme carburant

8 Pour chaque mois au cours duquel un appareil à combustion visé à l'alinéa 7a) est utilisé, doit être consigné le pourcentage, à tout moment, des gaz d'hydrocarbures rejetés dans l'atmosphère, documents à l'appui, lequel est fondé sur l'un ou l'autre des éléments suivants :

a) les essais effectués dans les conditions recommandées par le fabricant pour déterminer ce pourcentage;

b) les mesures prises lorsque l'appareil fonctionne dans ces conditions.

Hydrocarbon gas destruction equipment

9 Hydrocarbon gas destruction equipment that is used at an upstream oil and gas facility must satisfy the requirements related to the destruction of hydrocarbon gas set out in

(a) Sections 3.6 and 7 of Version 4.5 of the guideline entitled *Flaring and Venting Reduction Guideline*, published by the Oil and Gas Commission of British Columbia in June 2016, if the facility is located in British Columbia;

(b) section 3 of the directive entitled *Directive S-20: Saskatchewan Upstream Flaring and Incineration Requirements*, published by the Government of Saskatchewan on November 1, 2015, if the facility is located in Manitoba or Saskatchewan; and

(c) sections 3.6 and 7 of the directive entitled *Directive 060: Upstream Petroleum Industry Flaring,*

Équipement de destruction de gaz d'hydrocarbures

9 Tout équipement de destruction de gaz d'hydrocarbures utilisé dans une installation de pétrole et de gaz en amont doit satisfaire aux exigences relatives à la destruction de gaz d'hydrocarbures énoncées :

a) aux articles 3.6 et 7 de la version 4.5 de la ligne directrice intitulée *Flaring and Venting Reduction Guideline*, publiée par la Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique en juin 2016, si l'installation est située en Colombie-Britannique;

b) à l'article 3 de la directive intitulée *Directive S-20: Saskatchewan Upstream Flaring and Incineration Requirements*, publiée par le gouvernement de la Saskatchewan le 1er novembre 2015, si l'installation est située au Manitoba ou en Saskatchewan;

c) aux articles 3.6 et 7 de la directive intitulée *Directive 060: Upstream Petroleum Industry Flaring,*

Incinerating, and Venting, published by the Alberta Energy Regulator on March 22, 2016, in any other case.

Incinerating, and Venting, publiée par l'Alberta Energy Regulator le 22 mars 2016, dans tout autre cas.

Records — hydrocarbon gas destruction equipment

10 A record in respect of any hydrocarbon gas destruction equipment used at an upstream oil and gas facility must be made that demonstrates, with supporting documents, that the requirements related to the destruction of hydrocarbon gas set out in the applicable document referred to in section 9 are satisfied.

Renseignements à consigner — équipement de destruction de gaz d'hydrocarbures

10 Pour chaque équipement de destruction de gaz d'hydrocarbures utilisé dans une installation de pétrole et de gaz en amont, doivent être consignés, documents à l'appui, des renseignements qui démontrent que les exigences relatives à la destruction de gaz d'hydrocarbures énoncées dans le document applicable visé à l'article 9 sont remplies.

Well Completion involving Hydraulic Fracturing

Complétion de puits faisant appel à la fracturation hydraulique

Application

11 (1) This section applies in respect of an upstream oil and gas facility that includes a well that undergoes hydraulic fracturing and whose production has a gas-to-oil ratio of at least 53:1, based on the most recent determination of the gas-to-oil ratio prior to the hydraulic fracturing.

Champ d'application

11 (1) Le présent article s'applique à l'égard de toute installation de pétrole et de gaz en amont qui comprend un puits où a lieu la fracturation hydraulique et dont la production a un rapport gaz-pétrole d'au moins 53:1, fondé sur la plus récente détermination du rapport gaz-pétrole effectuée avant la fracturation hydraulique.

No venting

(2) Hydrocarbon gas associated with flowback at a well at an upstream oil and gas facility must not be vented during flowback but must instead be captured and routed to hydrocarbon gas conservation equipment or hydrocarbon gas destruction equipment.

Interdiction d'évacuer

(2) Les gaz d'hydrocarbures liés au reflux d'un puits ne peuvent, pendant le reflux, être évacués, mais doivent être captés et dirigés vers un équipement soit de conservation, soit de destruction de gaz d'hydrocarbures.

Exception

(3) Subsection (2) does not apply if all the gas associated with flowback at the well does not have sufficient heating value to sustain combustion.

Exception

(3) Le paragraphe (2) ne s'applique pas si tous les gaz liés au reflux du puits n'ont pas un pouvoir calorifique suffisant pour entretenir la combustion.

Records — hydraulic fracturing

12 A record in respect of each well at an upstream oil and gas facility that undergoes hydraulic fracturing must be made

(a) that indicates the gas-to-oil ratio, based on the most recent determination of the gas-to-oil ratio prior to the hydraulic fracturing;

(b) if that gas-to-oil ratio is at least 53:1, that demonstrates, with supporting documents, that the hydrocarbon gas associated with flowback was captured and routed to hydrocarbon gas conservation equipment or hydrocarbon gas destruction equipment; and

(c) if hydrocarbon gas associated with flowback at the well is vented, the heating value of that gas.

Renseignements à consigner — fracturation hydraulique

12 Les renseignements ci-après doivent être consignés pour chaque puits d'une installation de pétrole et de gaz en amont où a lieu la fracturation hydraulique :

a) le rapport gaz-pétrole, fondé sur le résultat de la plus récente détermination du rapport gaz-pétrole effectuée avant la fracturation hydraulique;

b) dans le cas où ce rapport est d'au moins 53:1, les éléments, documents à l'appui, qui démontrent que les gaz d'hydrocarbures liés au reflux ont été captés et dirigés vers l'équipement soit de conservation, soit de destruction de gaz d'hydrocarbures;

c) dans le cas où les gaz d'hydrocarbures liés au reflux du puits sont évacués, le pouvoir calorifique de ces gaz.

Non-application — British Columbia and Alberta

13 Sections 11 and 12 do not apply in respect of an upstream oil and gas facility that is located in

(a) British Columbia, if the facility is subject to the requirements with respect to well completion involving hydraulic fracturing that are set out in the guideline entitled *Flaring and Venting Reduction Guideline*, published by the Oil and Gas Commission of British Columbia in June 2016; and

(b) Alberta, if the facility is subject to the requirements with respect to well completion involving hydraulic fracturing that are set out in the directive entitled *Directive 060: Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating, and Venting*, published by the Alberta Energy Regulator on March 22, 2016.

Non-application — Colombie-Britannique et Alberta

13 Les articles 11 et 12 ne s'appliquent pas à l'égard d'une installation de pétrole et de gaz en amont située :

a) en Colombie-Britannique, si l'installation est assujettie aux exigences de complétion de puits faisant appel à la fracturation hydraulique énoncées dans la ligne directrice intitulée *Flaring and Venting Reduction Guideline*, publiée par la Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique en juin 2016;

b) en Alberta, si l'installation est assujettie aux exigences de complétion de puits faisant appel à la fracturation hydraulique énoncées dans directive intitulée *Directive 060: Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating, and Venting*, publiée par l'Alberta Energy Regulator le 22 mars 2016.

Compressors

Capture or venting of emissions

14 The emissions of hydrocarbon gas from the seals of a centrifugal compressor, or from the rod packings and distance pieces of a reciprocating compressor, that has a rated brake power of 75 kW or more at an upstream oil and gas facility must be

(a) captured and routed to hydrocarbon gas conservation equipment or hydrocarbon gas destruction equipment; or

(b) routed to vents that release those emissions to the atmosphere.

Measurement of flow rate

15 The flow rate of emissions of hydrocarbon gas released from the vents referred to in paragraph 14(b) of a compressor must be measured by means of

(a) a flow meter, other than a calibrated bag, in accordance with section 16; or

(b) a continuous monitoring device in accordance with section 17.

Flow meters

16 (1) The flow meter must be calibrated in accordance with the manufacturer's recommendations such that its measurements have a maximum margin of error of ±10%.

Measurements by flow meters

(2) Those measurements must be made

(a) in accordance with the recommendations set out in the manufacturer's manual, if any;

Compresseurs

Capture ou évacuation d'émissions

14 Les émissions de gaz d'hydrocarbures provenant des joints d'un compresseur centrifuge ou des garnitures de tiges et des pièces d'écartement d'un compresseur alternatif dont la puissance au frein nominale est de 75 kW ou plus dans une installation de pétrole et de gaz en amont doivent :

a) soit être captées et dirigées vers un équipement de conservation ou de destruction de gaz d'hydrocarbures;

b) soit être dirigées vers des évents qui les rejettent dans l'atmosphère.

Mesure du débit

15 Le débit des émissions de gaz d'hydrocarbures rejetées par les évents d'un compresseur qui sont visés à l'alinéa 14b) doit être mesuré :

a) soit au moyen d'un débitmètre, autre qu'un sac étalonné, conformément à l'article 16;

b) soit au moyen d'un dispositif de surveillance continue conformément à l'article 17.

Débitmètre

16 (1) Le débitmètre doit être étalonné conformément aux recommandations du fabricant de sorte que les mesures ont une marge d'erreur maximale de ±10 %.

Mesures par débitmètre

(2) Ces mesures doivent être prises :

a) conformément aux recommandations précisées dans le manuel du fabricant, le cas échéant;

(b) in the case of a measurement made without the use of negative pressure or a vacuum, while there is a tight seal over the vent;

(c) in the case of a measurement on a centrifugal compressor, when the compressor is operating under conditions that are representative of the conditions during the previous seven days; and

(d) in the case of a measurement on a reciprocating compressor, when the compressor is pressurized.

Initial and subsequent measurements

(3) The flow rate must be measured within the following periods:

(a) initially, the period that ends on

(i) January 1, 2021, if the compressor is installed at the facility before January 1, 2020, and

(ii) the 365th day after the day on which the compressor was installed at the facility, in any other case; and

(b) subsequently, the period that ends on the 365th day after the day on which a previous measurement was taken.

Measurements — maximum or average

(4) The initial and each subsequent measurement of the flow rate must be based on measurements made by the flow meter over a continuous period of at least five minutes and is

(a) the maximum of the flow rates measured, if the measurements are made over a continuous period of at least five minutes and less than 15 minutes; or

(b) the average of the flow rates measured, if the measurements are made over a continuous period of at least 15 minutes.

Extension — not operating or not pressurized

(5) Despite subsection (3), if no measurement has been made by the last day of a period referred to in that subsection — but, on that day, the compressor is not operating, in the case of a centrifugal compressor, or the compressor is not pressurized, in the case of a reciprocating compressor — the measurement must be made under that subsection on or before the 30th day after the day on which the compressor is next operating or pressurized, as the case may be.

b) dans le cas où elles sont prises en l'absence de pression négative ou de vide absolu, pendant qu'un joint étanche recouvre l'évent;

c) dans le cas où elles sont prises sur un compresseur centrifuge, au moment où le compresseur est exploité dans des conditions représentatives des conditions des sept derniers jours;

d) dans le cas où elles sont prises sur un compresseur alternatif, au moment où le compresseur est sous pression.

Mesures initiale et subséquentes

(3) Le débit doit être mesuré :

a) pour la première fois :

(i) au plus tard le 1^{er} janvier 2021, si le compresseur est installé dans l'installation avant le 1^{er} janvier 2020,

(ii) au plus tard le trois cent soixante-cinquième jour suivant la date de l'installation du compresseur dans l'installation, dans les autres cas;

b) par la suite, au plus tard le trois cent soixante-cinquième jour suivant la date de la dernière prise de mesure.

Mesures — valeur maximale ou moyenne

(4) La mesure initiale ou chaque mesure subséquente du débit est fondé sur des mesures prises par le débitmètre sur une période continue d'au moins cinq minutes et correspond :

a) à la valeur maximale des débits mesurés, si les mesures sont prises sur une période continue d'au moins cinq minutes mais de moins quinze minutes;

b) à la valeur moyenne des débits mesurés, si les mesures sont prises sur une période continue d'au moins quinze minutes.

Prolongation — pour non mise en service ou non sous pression

(5) Malgré le paragraphe (3), si aucune mesure n'est prise au plus tard le dernier jour du délai visé à ce paragraphe, mais que le compresseur n'est pas en service ce jour-là, dans le cas d'un compresseur centrifuge, ou n'est pas sous pression, dans le cas d'un compresseur alternatif, la mesure doit être prise au plus tard le trentième jour suivant la date à laquelle le compresseur est à nouveau en service ou sous pression, selon le cas.

Extension — pressurized for < 1,314 hours per 3 years

(6) Despite subsection (3), a period referred to in that subsection is extended by 365 days if the operator for the facility makes a record that demonstrates that, during the three calendar years immediately before the end of the period, the compressor was pressurized for less than 1,314 hours, as determined by an hour meter or as recorded in a log of operations.

Prolongation — sous-pression < 1 314 heures par 3 ans

(6) Le délai visé au paragraphe (3) est prolongée de trois cents soixante-cinq jours si l'exploitant de l'installation consigne des renseignements démontrant que, pendant les trois années civiles précédant immédiatement la fin du délai, le compresseur a été mis sous pression moins de 1 314 heures, le nombre d'heures étant déterminé au moyen d'un compteur horaire ou à partir d'un registre des opérations.

Continuous monitoring devices

17 A continuous monitoring device must

(a) be calibrated in accordance with the recommendations of the manufacturer of the device such that its measurements have a maximum margin of error of ±10%;

(b) be operated continuously, other than during periods when it is undergoing normal servicing or timely repairs; and

(c) be equipped with an alarm that is triggered when the applicable flow rate limit referred to in subsection 18(2) or (3) for the vents of the compressor is reached.

Dispositif de surveillance continue

17 Le dispositif de surveillance continue doit satisfaire aux exigences suivantes :

a) il est étalonné conformément aux recommandations du fabricant pour permettre une prise de mesures avec une marge d'erreur maximale de ±10 %;

b) il fonctionne de manière continue sauf pendant les périodes où il fait l'objet d'un entretien normal ou de réparations opportunes;

c) il est équipé d'une alarme qui se déclenche quand la limite du débit applicable prévue aux paragraphes 18(2) ou (3) pour les évents d'un compresseur est atteinte.

Corrective action

18 (1) If the flow rate of emissions of hydrocarbon gas released from vents referred to in paragraph 14(b) of a compressor, measured in accordance with subsection 16(2), is greater than the applicable flow rate limit set out in subsection (2) or (3) or if the alarm referred to in paragraph 17(c) is triggered, corrective action must be taken to reduce that flow rate to below or equal to that limit, as demonstrated by a remeasurement that results,

(a) when a flow meter is used for the remeasurement, in a reading that is below or equal to that limit; or

(b) when a continuous monitoring device is used for the remeasurement, in the absence of an alarm when the compressor resumes operation following the taking of the corrective action.

Mesures correctives

18 (1) Si le débit des émissions de gaz d'hydrocarbures rejetées par des évents d'un compresseur qui sont visés à l'alinéa 14b), mesuré conformément au paragraphe 16(2), est supérieur à la limite du débit applicable visée aux paragraphes (2) ou (3), ou si l'alarme visée à l'alinéa 17c) se déclenche, des mesures correctives doivent être prises afin de ramener ce débit dans cette limite comme en témoigne :

a) d'après le résultat d'une nouvelle lecture, si le débitmètre a été utilisé pour prendre la nouvelle mesure;

b) l'absence de déclenchement de l'alarme une fois le compresseur remis en service, dans le cas où un dispositif de surveillance continue a été utilisé pour prendre la nouvelle mesure.

Flow rate limit — centrifugal compressors

(2) For emissions that are from the seals of a centrifugal compressor, the flow rate limit is

(a) if the compressor is installed on or after January 1, 2023, 0.14 standard m^3/min; and

(b) if the compressor is installed before January 1, 2023 and has a rated brake power of

(i) greater than or equal to 5 MW, 0.68 standard m^3/min, and

(ii) less than 5 MW, 0.34 standard m^3/min.

Limite du débit — compresseur centrifuge

(2) Lorsque les émissions proviennent des joints d'un compresseur centrifuge, la limite du débit est :

a) si le compresseur est installé le 1er janvier 2023 ou après cette date, 0,14 m^3 normalisé/min;

b) s'il est installé avant le 1er janvier 2023 et si sa puissance au frein nominale :

(i) est supérieure ou égale à 5 MW, 0,68 m^3 normalisé/min,

(ii) est inférieure à 5 MW, de 0,34 m^3 normalisé/min.

Flow rate limit — reciprocating compressors

(3) For emissions that are from the rod packings and distance pieces of a reciprocating compressor, the flow rate limit is

(a) if the compressor is installed on or after January 1, 2023, the product of 0.001 standard m^3/min and the number of pressurized cylinders that the compressor has; and

(b) if the compressor is installed before January 1, 2023, the product of 0.023 standard m^3/min and the number of those pressurized cylinders.

Remeasurement

(4) The remeasurement referred to in paragraph (1)(a) or (b) must be taken in accordance with section 15 on or before the later of

(a) the 90th day after the day on which, as the case may be, the most recent measurement is taken under subsection 16(3) or the alarm referred to in paragraph 17(c) is triggered, and

(b) if the estimated volume of hydrocarbon gas, expressed in standard m^3, that would, beginning from the day on which the applicable day described in paragraph (a), be emitted until that next planned shutdown if no corrective action were taken is equal to or less than the volume of hydrocarbon gas, expressed in standard m^3, that would be emitted due to the purging of hydrocarbon gas in order to take the corrective action,

(i) the day on which the compressor begins to operate after the next planned shutdown, in the case of a centrifugal compressor, and

(ii) the day on which the compressor is first pressurized after the next planned shutdown, in the case of a reciprocating compressor.

Estimated volume

(5) The estimated volume of hydrocarbon gas must be based on the most recent flow rate of emissions of hydrocarbon gas released from vents referred to in paragraph 14(b) of the compressor, as determined by a flow meter or a continuous monitoring system in accordance with section 15.

Records — compressors and vents

19 (1) A record must be made that indicates for each compressor referred to in section 14

(a) its serial number;

(b) its make and model;

(c) its rated brake power;

Limite du débit — compresseur alternatif

(3) Lorsque les émissions proviennent des garnitures de tiges et des pièces d'écartement d'un compresseur alternatif, la limite du débit est :

a) s'il est installé le 1^{er} janvier 2023 ou après cette date, le produit de 0,001 m^3 normalisé/min et du nombre de cylindres sous pression de ce compresseur;

b) s'il est installé avant le 1er janvier 2023, le produit de 0,023 m^3 normalisé/min et du nombre de cylindres sous pression de ce compresseur.

Nouvelle mesure

(4) La nouvelle mesure visée aux alinéas (1)a) ou b) doit être prise conformément à l'article 15 au plus tard à celle des dates ci-après qui est postérieure à l'autre :

a) le quatre-vingt-dixième jour suivant la date à laquelle la dernière mesure est prise en vertu du paragraphe 16(3) ou la date à laquelle l'alarme visée à l'alinéa 17c) s'est déclenchée;

b) si le volume estimé de gaz d'hydrocarbures qui serait émis, exprimé en m^3 normalisés, calculé à partir du jour applicable visé à l'alinéa a) si aucune mesure corrective n'était prise est égal ou inférieur au volume de gaz d'hydrocarbures qui serait émis, exprimé en m^3 normalisés, en conséquence de la purge de gaz d'hyrocarbures qui doit être effectuée pour prendre les mesures correctives :

(i) la date de redémarrage du compresseur après son prochain arrêt programmé, dans le cas d'un compresseur centrifuge,

(ii) la date de sa première mise sous pression après son prochain arrêt programmé, dans le cas d'un compresseur alternatif.

Détermination du volume estimé

(5) Le volume estimé de gaz d'hydrocarbures est fondé sur le plus récent débit des émissions rejetées par les évents d'un compresseur qui sont visés à l'alinéa 14b), lequel débit est déterminé au moyen d'un débitmètre ou d'un dispositif de surveillance continue conformément à l'article 15.

Renseignements à consigner – compresseur et évent

19 (1) Les renseignements ci-après doivent être consignés pour chaque compresseur visé à l'article 14 :

a) son numéro de série;

b) sa marque et son modèle;

c) sa puissance au frein nominale;

(d) the date on which it was installed at the facility, if it was installed on or after January 1, 2020, or a demonstration, with supporting documents, that it was installed at the facility before January 1, 2020;

(e) if applicable, the type of hydrocarbon gas conservation equipment or hydrocarbon gas destruction equipment to which the emissions of hydrocarbon gas from the its seals or rod packing and distance pieces, as the case may be, are captured and routed, namely

(i) a vapour recovery unit,

(ii) a vent gas capture system,

(iii) a flare,

(iv) an enclosed combustor, or

(v) another type, and if so, a description of the type;

(f) for each centrifugal compressor for which emissions from its seals are routed to vents that release those emissions to the atmosphere, whether the seals are dry or wet;

(g) for each reciprocating compressor from which emissions from its rod packings and distance pieces are routed to vents that release those emissions to the atmosphere, the number of those rod packings; and

(h) for each compressor for which the period within which a measurement by a flow meter must be made has been extended under subsection 16(6), the number of hours during which it was pressurized during the three calendar years referred to in that subsection.

d) sa date d'installation à l'installation s'il a été installé le 1er janvier 2020 ou après cette date ou les renseignements qui démontrent, documents à l'appui, qu'il a été installé avant le 1er janvier 2020;

e) le cas échéant, une indication du type d'équipement de conservation ou de destruction de gaz d'hydrocarbures vers lequel les émissions de gaz d'hydrocarbures provenant de ses joints ou de ses garnitures de tiges et de ses pièces d'écartement, selon le cas, sont captées et dirigées parmi les suivants :

(i) une unité de récupération des vapeurs,

(ii) un système de captage des gaz évacués,

(iii) une torche,

(iv) une chambre de combustion encloisonnée,

(v) tout autre type et, le cas échéant, la description de celui-ci;

f) pour chaque compresseur centrifuge, lorsque les émissions provenant de ses joints sont dirigées vers des évents qui les rejettent dans l'atmosphère, une indication précisant s'il s'agit de joints secs ou humides;

g) pour chaque compresseur alternatif, lorsque les émissions provenant de ses garnitures de tiges et de ses pièces d'écartement sont dirigées vers des évents qui les rejettent dans l'atmosphère, le nombre de ces garnitures de tiges;

h) pour chaque compresseur pour lequel une période prévue pour la prise d'une mesure a été prolongée en vertu du paragraphe 16(6), le nombre d'heures pendant lesquelles il a été mis sous pression pendant une période de trois années civiles visée à ce paragraphe.

Records — flow meters

(2) A record must be made that indicates, for each measurement, including a remeasurement, the flow rate of emissions from a vent referred to in paragraph 14(b) made by means of a flow meter referred to in paragraph 15(a),

(a) the make and model of the flow meter;

(b) the maximum flow rate referred to in paragraph 16(4)(a) or the average flow rate referred to in paragraph 16(4)(b), as the case may be;

(c) the date on which the measurement was taken;

(d) the recommendations of the manufacturer for the calibration of the flow meter referred to in subsection 16(1), along with a demonstration, with supporting documents, that the measurements taken with that calibration have a maximum margin of error of ±10%;

Renseignements à consigner — débitmètre

(2) Les renseignements ci-après doivent être consignés pour chaque mesure du débit, y compris chaque nouvelle mesure du débit des émissions rejetées par un évent visé à l'alinéa 14b) prise au moyen du débitmètre visé à l'alinéa 15a) :

a) la marque et le modèle du débitmètre;

b) la valeur maximale du débit mesuré en application de l'alinéa 16(4)a) ou la valeur moyenne du débit mesuré en application de l'alinéa 16(4)b);

c) la date de la prise de la mesure;

d) une mention précisant les recommandations du fabricant suivies pour l'étalonnage du débitmètre visé au paragraphe 16(1) ainsi que les renseignements qui démontrent, documents à l'appui, que les mesures

(e) any recommendation for the taking of the measurement, along with supporting documents;

(f) the duration of the continuous period referred to in paragraph 16(4)(a) or (b), as the case may be; and

(g) the name of the person who took the measurement and, if that person is a corporation, the name of the individual who took it.

prises, une fois le dispositif étalonné, ont une marge d'erreur maximale de ±10 %;

e) une mention précisant les recommandations du fabricant suivies pour la prise de la mesure, le cas échéant, documents à l'appui;

f) la durée de la période continue visée aux alinéas 16(4)a) ou b), selon le cas;

g) le nom de la personne ayant pris la mesure et, s'il s'agit d'une personne morale, celui de l'individu ayant pris la mesure.

Records — continuous monitoring devices

(3) A record must be made that indicates, for each measurement, including a remeasurement, of the flow rate of emissions from a vent referred to in paragraph 14(b) made by means of a continuous monitoring device referred to in paragraph 15(b),

(a) a description of the device;

(b) if applicable, its serial number, make and model; and

(c) the recommendations of the manufacturer for the calibration of the continuous monitoring device referred to in paragraph 17(a) along with a demonstration, with supporting documents, that the measurements taken with that calibration have a maximum margin of error of ±10%.

Renseignements à consigner — dispositif de surveillance contenue

(3) Les renseignements ci-après doivent être consignés pour chaque mesure du débit, y compris chaque nouvelle mesure du débit des émissions rejetées par un évent visé à l'alinéa 14b) prise au moyen du dispositif de surveillance continue visé à l'alinéa 15b) :

a) une description du dispositif;

b) le cas échéant, son numéro de série, sa marque et son modèle;

c) une mention précisant les recommandations du fabricant suivies pour l'étalonnage du dispositif de surveillance continue visé à l'alinéa 17a) ainsi que les renseignements qui démontrent, documents à l'appui, que les mesures prises, une fois le dispositif étalonné, ont une marge d'erreur maximale de ±10 %.

Records — corrective actions taken

(4) A record must be made that indicates, for each corrective action taken,

(a) a description of the corrective action, including a description of each step of the corrective action;

(b) the dates on which that corrective action was taken, along with the dates on which each of its steps was taken;

(c) for each remeasurement taken under paragraph 18(4)(b), the volume and estimated volume, determined for the purpose of that paragraph, along with supporting calculations; and

(d) if the corrective action was taken as a result of a measurement by means of a continuous monitoring device, the date on which the alarm was triggered.

Renseignements à consigner — mesure corrective

(4) Les renseignements ci-après doivent être consignés pour chaque mesure corrective prise :

a) la description de la mesure corrective, y compris celle de chaque démarche entreprise en vue de la prise de la mesure corrective;

b) les dates auxquelles la mesure corrective a été prise, y compris celles auxquelles les démarches ont été entreprises en vue de la prise de la mesure corrective;

c) pour chaque nouvelle mesure prise en application de l'alinéa 18(4)b), le volume et le volume estimé de gaz d'hydrocarbures, déterminés en application de cet alinéa, calculs à l'appui;

d) si elle est prise à la suite d'une mesure prise au moyen d'un dispositif de surveillance continue, la date de déclenchement de l'alarme.

Conditional Requirements

Conditions

Application of sections 26 to 45

20 (1) Sections 26 to 45 apply in respect of an upstream oil and gas facility as of the first day of the month that begins after the facility produces or receives — or is expected to produce or receive — a combined volume of more than 60 000 standard m^3 of hydrocarbon gas for a period of 12 months, determined as follows:

(a) if the facility has operated during at least 12 months, whether consecutive or not, with at least one day of operation in each of those months, the combined volume of hydrocarbon gas, expressed in standard m^3, produced or received based on records, for the most recent 12 of those months of operation;

(b) if the facility has operated during at least one month and less than 12 months, whether consecutive or not, with at least one day of operation in each of those months, the combined volume of hydrocarbon gas, expressed in standard m^3, that the facility is expected to produce or receive for a 12-month period determined by prorating the combined volume, based on records, produced or received during those months of operation; and

(c) in any other case, the combined volume of hydrocarbon gas, expressed in standard m^3, that the facility is expected to produce or receive during the 12-month period that begins after its first month of operation, as determined in accordance with the applicable method set out in section 23.

Well completion

(2) For the purpose of subsection (1), if a well at the facility undergoes well completion during a given month, the portion of the combined volume referred to in that subsection that corresponds to the production of hydrocarbon gas from the well must be based on the volume of hydrocarbon gas expected to be produced by the well for the 12-month period after the given month, as determined in accordance with the applicable method set out in section 23.

Records — non-application

21 If none of sections 26 to 45 apply, for a given month, in respect of an upstream oil and gas facility, a record, with supporting documents, must be made that indicates

(a) the gas-to-oil ratio and the volume of the hydrocarbon liquid produced or expected to be produced, expressed in standard m^3, during the given month;

Exigences conditionnelles

Conditions

Application des articles 26 à 45

20 (1) Les articles 26 à 45 s'appliquent à l'égard d'une installation de pétrole et de gaz en amont à compter du premier jour du mois qui suit la période de douze mois au cours de laquelle l'installation produit ou reçoit, ou s'attend à produire ou à recevoir, un volume combiné de gaz d'hydrocarbures de plus de 60 000 m^3 normalisés, déterminé de la manière suivante :

a) si l'installation a été exploitée au moins douze mois, consécutifs ou non, au cours desquels l'installation a été exploitée au moins un jour par mois, le volume combiné de gaz d'hydrocarbures, exprimé en m^3 normalisés, produit ou reçu d'après les renseignements consignés, pendant les douze mois les plus récents de ces mois d'exploitation;

b) si l'installation a été exploitée au moins un mois mais moins de douze mois, consécutifs ou non, au cours desquels l'installation a été exploitée au moins un jour par mois, le volume combiné de gaz d'hydrocarbures, exprimé en m^3 normalisés, que l'installation s'attend à produire ou à recevoir au cours d'une période de douze mois déterminée au prorata du volume combiné, d'après les renseignements consignés, durant ces mois d'exploitation;

c) dans tout autre cas, le volume combiné de gaz d'hydrocarbures, exprimé en m^3 normalisés, que l'installation s'attend à produire ou à recevoir pendant les douze mois suivant la fin de son premier mois d'exploitation, déterminé conformément à la méthode applicable visée à l'article 23.

Complétion d'un puits

(2) Pour l'application du paragraphe (1), si un puits dans une installation fait l'objet d'une complétion au cours d'un mois donné, la portion du volume combiné visé à ce paragraphe qui correspond au volume de gaz d'hydrocarbures produit par ce puits est fondée sur le volume que ce puits devrait produire au cours des douze mois suivant ce mois, déterminé conformément à la méthode applicable visée à l'article 23.

Renseignements à consigner — non-application

21 Si aucun des articles 26 à 45 ne s'applique, pour un mois donné, à l'égard d'une installation de pétrole et de gaz en amont, les renseignements ci-après doivent être consignés, documents à l'appui :

a) le rapport gaz-pétrole et le volume d'hydrocarbures liquides produit ou qui devrait être produit, exprimé en m^3 normalisés, au cours de ce mois;

(b) the combined volume of hydrocarbon gas produced and received, expressed in standard m^3, during the given month; and

(c) for a well at the facility that undergoes well completion during the given month, the volume expected to be produced by the well referred to in subsection 20(2).

Records — application

22 A record must be made that indicates the following information for the first month that begins after the facility produces or receives — or is expected to produce or receive — a combined volume of more than 60 000 standard m^3 of hydrocarbon gas for a period of 12 months as determined in accordance with subsection 20(1):

(a) that first month and the calendar year that includes that first month; and

(b) the combined volume, along with an indication as to which of paragraphs 20(1)(a) to (c) was used to determine that volume.

Determination of Volume of Gas

Applicable methods

23 (1) For the purpose of sections 20 and 26, the volume of hydrocarbon gas produced, received, vented or destroyed at, or delivered from, an upstream oil and gas facility must be determined in accordance with the applicable method set out in

(a) the document entitled *Measurement Guideline for Upstream Oil and Gas Operations*, published by the Oil and Gas Commission of British Columbia on March 1, 2017, if the facility is located in British Columbia;

(b) the document entitled *Measurement Requirements for Oil and Gas Operations* and commonly referred to as Directive PNG017, published by the Government of Saskatchewan on August 1, 2017 (version 2.1), if the facility is located in Manitoba or Saskatchewan; and

(c) the document entitled *Measurement Requirements for Oil and Gas Operations* and commonly referred to as AER Directive 017, published by the Alberta Energy Regulator on March 31, 2016, in any other case.

b) le volume combiné de gaz d'hydrocarbures, exprimé en m^3 normalisés, produit et reçu au cours de ce mois;

c) dans le cas où un puits dans une installation a fait l'objet d'une complétion au cours de ce mois donné, le volume visé au paragraphe 18(2) qui devrait être produit par ce puits.

Renseignements à consigner

22 Les renseignements ci-après doivent être consignés pour le premier mois qui suit la période de douze mois au cours de laquelle l'installation produit ou reçoit, ou s'attend à produire ou à recevoir, un volume combiné de gaz d'hydrocarbures de plus de 60 000 m^3 normalisés de gaz d'hydrocarbures déterminé conformément au paragraphe 20 (1) :

a) ce premier mois et l'année civile qui comprend ce mois;

b) le volume combiné ainsi qu'une mention précisant lequel des alinéas 20(1)a) à c) a été utilisé pour déterminer ce volume.

Détermination du volume de gaz

Méthodes applicables

23 (1) Pour l'application des articles 20 et 26, le volume de gaz d'hydrocarbures produit, reçu, évacué ou détruit dans l'installation de pétrole et de gaz en amont ou livré à partir de cette installation est établi conformément à la méthode applicable prévue dans l'un ou l'autre des documents suivants :

a) le document intitulé *Measurement Guideline for Upstream Oil and Gas Operations*, publié par la Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique le 1er mars 2017, si l'installation est située en Colombie- Britannique;

b) le document intitulé *Measurement Requirements for Oil and Gas Operations* et communément appelé Directive PNG017, publié par le gouvernement de la Saskatchewan le 1er août 2017 (version 2.1), si l'installation est située au Manitoba ou en Saskatchewan;

c) le document intitulé *Measurement Requirements for Oil and Gas Operations* et communément appelé Directive 017 de l'AER, publié par l'Alberta Energy Regulator le 31 mars 2016, dans tout autre cas.

Directive PNG017 and AER 017

(2) Despite paragraphs (1)(b) and (c), for the purpose of sections 12.2.2.1 and 12.2.2.2 of the Saskatchewan Directive PNG017 and of the AER Directive 017, the gas production per well per day is to be determined

(a) if the expected gas production is greater than 2 000 standard m^3 per day, by direct measurement; and

(b) in any other case,

(i) by direct measurement, or

(ii) by means of an estimate based on a gas-to-oil ratio determined

(A) in accordance with section 24, or

(B) by the formula

$$-0.5P_w + 150$$

where

P_w is the average volume, expressed in standard m^3, of oil produced by the well for a day during the most recent month of production.

Directives PNG017 et 017 de l'AER

(2) Malgré les alinéas (1)b) et c), pour l'application des articles 12.2.2.1 et 12.2.2.2 de la directive PNG017 de la Saskatchewan et de la directive 017 de l'AER, le volume de gaz d'hydrocarbures produit par le puits par jour est déterminé de la façon suivante :

a) dans le cas où la production de gaz estimée est de plus 2 000 m^3 normalisés par jour, par la prise d'une mesure directe;

b) dans tout autre cas :

(i) soit par la prise d'une mesure directe,

(ii) soit par une estimation fondée sur le rapport gaz-pétrole déterminé :

(A) soit en conformité avec l'article 24,

(B) soit par la formule suivante :

$$-0,5P_p + 150$$

où :

P_p représente le volume de pétrole produit par le puits par jour pendant le mois de production le plus récent, exprimé en m^3.

Determination of gas-to-oil ratio

24 (1) The determination of a gas-to-oil ratio for the purpose of clause 23(2)(b)(ii)(A) is made using the formula

$$G/O$$

where

G is the average volume of gas produced by the well measured over a continuous period — of at least 72 hours or at least 24 hours, determined, as the case may be, in accordance with subsection (2) or (3) — under conditions, in particular in respect of flow rate and operating conditions, that are representative of the conditions that occurred during the most recent month of production; and

O is the average volume of oil produced by the well over the period that is used for the determination of G, based on measurements taken in accordance with subsection (4) as prorated to that period and under conditions, in particular in respect of flow rate and operating conditions, that are representative of the conditions during the most recent month of production.

Détermination du rapport gaz-pétrole

24 (1) La détermination du rapport gaz-pétrole pour l'application de la division 23(2)b)(ii)(A) est effectuée au moyen de la formule suivante :

$$G/P$$

où :

G représente le volume moyen de gaz produit par le puits, exprimé en m^3 normalisés, mesuré sur une période continue soit d'au moins 72 heures conformément au paragraphe (2), soit d'au moins 24 heures conformément au paragraphe (3), dans des conditions, notamment en ce qui concerne le débit et les conditions de fonctionnement, qui sont représentatives des conditions du mois de production le plus récent,

P le volume moyen de pétrole, exprimé en m^3 normalisés, produit par le puits durant la même période utilisée pour déterminer G, fondé sur les mesures prises conformément au paragraphe (4) au prorata de cette période dans des conditions, notamment en ce qui concerne le débit et les conditions de fonctionnement, qui sont représentatives des conditions du mois de production le plus récent.

Determination of value of G

(2) The measurements to determine the value of G must be taken over a continuous period of at least 72 hours with a continuous measuring device or using a flow meter with at least one reading taken every 20 minutes.

Exception

(3) Despite subsection (2), the measurements to determine the value of G may be taken over a continuous period of at least 24 hours, if

(a) the flow rate of gas from the well is greater than 100 standard m^3 per day; and

(b) the measurement is taken

(i) with a continuous measuring device and the variation of flow rate in that continuous period is such that the average flow rate for any 20-minute period is within ±5% of the average flow rate, or

(ii) using a flow meter with at least one reading taken every 20 minutes within that continuous period and the variation of flow rate in that continuous period is such that 95% of the readings taken are within ±5% of the average flow rate.

Determination of the value of O

(4) The measurements to determine the value of O must be taken after the water has been separated from the liquid produced from the well and taken

(a) over the continuous period used to determine the value of G with a continuous measuring device that has a maximum margin of error of ±0.1 standard m^3; or

(b) over a continuous period of at least 10 days that includes the continuous period used to measure G with a continuous measuring device that has a maximum margin of error of ±1 standard m^3 and with the variation of flow rate in that continuous period such that the measured volume of oil produced for any day is within ±5% of the measured volume of oil produced for any other day in that continuous period.

Steady state

(5) A measurement taken under any of subsections (2) to (4) must be taken while the well is operating in a steady state, that is, it must be taken only if no adjustment that could result in a change to the oil or gas production rates has been made to the production parameters for at least 48 hours before the measurement is taken.

Détermination de la valeur de l'élément G

(2) La mesure visant à déterminer la valeur de l'élément G doit être prise sur une période continue d'au moins 72 heures au moyen d'un dispositif de mesure en continu ou d'un débitmètre qui prend au moins une lecture aux vingt minutes.

Exception

(3) Malgré le paragraphe (2), la mesure visant à déterminer la valeur de l'élément G peut être prise sur une période continue d'au moins 24 heures si, à la fois :

a) le débit du gaz provenant d'un puits est supérieur à 100 m^3 normalisés par jour;

b) la mesure est prise :

(i) soit au moyen d'un dispositif de mesure en continu lorsque la variation du débit est telle que le débit moyen mesuré aux vingt minutes au cours de cette période continue est compris entre ±5 % du débit moyen mesuré,

(ii) soit au moyen d'un débitmètre qui prend au moins une lecture aux vingt minutes au cours de cette période continue lorsque la variation du débit est telle que 95 % des mesures de débit prises sont comprises entre ±5 % du débit moyen.

Détermination de la valeur de l'élément P

(4) La mesure visant à déterminer la valeur de l'élément P doit être prise après que l'eau ait été séparée des liquides produits par le puits et :

a) au cours de la période utilisée pour déterminer G, au moyen d'un dispositif de mesure en continu ayant une marge d'erreur maximale de ±0,1 m^3 normalisé;

b) au cours d'une période continue d'au moins dix jours qui comprend la période continue utilisée pour la détermination de la valeur de l'élément G au moyen d'un dispositif de mesure en continu avec une marge d'erreur maximale de ±1 m^3 normalisé lorsque la variation du débit au cours de cette période continue est telle que le volume de pétrole produit et mesuré pour une journée est compris entre ±5 % du volume de pétrole produit et mesuré pour n'importe quelle autre journée est comprise dans cette période continue.

État stable

(5) Les mesures prises en vertu des paragraphes (2) à (4) ne peuvent être prises que lorsque le puits est exploité dans un état stable, c'est-à-dire qu'aucun ajustement qui pourrait entraîner des changements dans le taux de production de pétrole ou de gaz ne peut être effectué aux paramètres de production dans les 48 heures précédant la prise de ces mesures.

Measuring equipment — directives

(6) The continuous measuring device or flow meter used to determine the gas-to-oil ratio must meet the requirements of section 2 of the Saskatchewan Directive PNG017 or section 2 of the AER Directive 017.

Frequency of determination

(7) A determination of the gas-to-oil ratio must be made

(a) at least once per year and at least 90 days after a previous determination, if

(i) in the case of an initial determination, the expected flow rate of the gas is at most 500 standard m^3 per day, and

(ii) in any other case, the flow rate of the gas according to the most recent determination was at most 500 standard m^3 per day;

(b) at least once every six months and at least 45 days after a previous determination, if

(i) in the case of an initial determination, the expected flow rate of the gas is greater than 500 standard m^3 per day and at most 1 000 standard m^3 per day, and

(ii) in any other case, the flow rate of the gas according to the most recent determination was greater than 500 standard m^3 per day and at most 1 000 standard m^3 per day; and

(c) at least once every month and at least seven days after a previous determination, if

(i) in the case of an initial determination, the expected flow rate of the gas is greater than 1 000 standard m^3 per day and at most 2000 standard m^3 per day, and

(ii) in any other case, the flow rate of the gas according to the most recent determination was greater than 1 000 standard m^3 per day and at most 2 000 standard m^3 per day.

Records

25 A record must be made that indicates

(a) all of the readings from a continuous measuring device and each reading taken using a flow meter;

(b) the flow rate over each period during which measurements were taken for each determination of the value of G and O;

(c) the dates, time and duration of each of those periods;

Équipements de mesure — directives

(6) Le dispositif de mesure en continu ou le débitmètre utilisé pour la détermination du rapport gaz-pétrole doit satisfaire aux exigences prévues à l'article 2 de la directive PNG017 de la Saskatchewan ou à l'article 2 de la directive 017 de l'AER.

Fréquence de la détermination

(7) La détermination du rapport gaz-pétrole est effectuée :

a) au moins une fois par année et au moins quatre-vingt-dix-jours après la dernière détermination si :

(i) le débit de gaz prévu est d'au plus 500 m^3 normalisés par jour, dans le cas d'une détermination initiale,

(ii) le débit de gaz selon la dernière détermination était au plus 500 m^3 normalisés par jour, dans tout autre cas;

b) au moins une fois tous les six mois et au moins quarante-cinq jours après la dernière détermination si :

(i) le débit de gaz prévu est plus de 500 m^3 normalisés par jour et d'au plus 1 000 m^3 normalisés par jour, dans le cas d'une détermination initiale,

(ii) le débit de gaz selon la dernière détermination était plus de 500 m^3 normalisés et d'au plus 1 000 m^3 normalisés par jour, dans tout autre cas;

c) au moins une fois par mois et au moins sept jours après la dernière détermination si :

(i) le débit de gaz prévu est plus de 1 000 m^3 normalisés par jour et d'au plus 2 000 m^3 normalisés par jour, dans le cas d'une détermination initiale,

(ii) le débit de gaz selon la dernière détermination était plus de 1 000 m^3 normalisés et d'au plus 2 000 m^3 normalisés par jour, dans tout autre cas.

Renseignements à consigner

25 Les renseignements suivants doivent être consignés :

a) toutes les lectures prises au moyen d'un dispositif de mesure en continu et chaque lecture prise au moyen d'un débitmètre;

b) le débit pour chaque période au cours de laquelle les mesures ont été prises pour chaque détermination de la valeur de l'élément G et de l'élément P;

c) les date, heure et durée de ces périodes;

(d) the production parameters during each of those periods and the 48 hours before each of those periods begins; and

(e) whether the type of equipment used to take each measurement was a continuous measuring device or a flow meter and its make and model.

Venting Limit

15 000 standard m^3 per year

26 (1) An upstream oil and gas facility must not vent more than 15 000 standard m^3 of hydrocarbon gas during a year.

Excluded volumes

(2) The volumes of hydrocarbon gas vented that arose from the following activities are excluded from the determination of the volume vented for the purpose of subsection (1):

(a) liquids unloading, that is, the removal of accumulated liquids from a gas well;

(b) a blowdown, that is, the temporary depressurization of equipment or pipelines;

(c) glycol dehydration, that is, the use of a liquid desiccant system to remove water from natural gas or natural gas liquids;

(d) the use of a pneumatic controller, pneumatic pump or compressor;

(e) the start-up and shutdown of equipment;

(f) well completion; and

(g) venting in order to avoid serious risk to human health or safety arising from an emergency situation.

Non-application of subsection (1)

(3) Subsection (1) does not apply in respect of a facility, as of a given month, if the combined volume of hydrocarbon gas that was vented or destroyed at, or delivered from, the facility was less than 40 000 standard m^3 for the 12 consecutive months before that given month.

Re-application of subsection (1)

(4) Despite subsection (3), subsection (1) does apply in respect of a facility referred to in subsection (3), as of a subsequent month, if the combined volume of hydrocarbon gas that was vented or destroyed at, or delivered from, the facility was equal to or greater than 40 000 standard m^3 for the 12 consecutive months before that subsequent month.

d) les paramètres de production durant chacune de ces périodes et durant les 48 heures précédant chacune de ces périodes;

e) une indication précisant le type d'équipement utilisé, selon qu'il s'agit d'un dispositif de mesure en continu ou d'un débitmètre ainsi que sa marque et son modèle.

Limite d'évacuation

15 000 m^3 normalisés par année

26 (1) L'installation de pétrole et de gaz en amont ne peut évacuer, au cours d'une année, plus de 15 000 m^3 normalisés de gaz d'hydrocarbures.

Volumes exclus

(2) Les volumes de gaz d'hydrocarbures évacués découlant des activités ci-après ne sont pas pris en compte pour la détermination du volume évacué pour l'application du paragraphe (1) :

a) le déchargement de liquides, qui consiste au retrait de liquides accumulés d'un puits de gaz;

b) la purge, qui consiste en la dépressurisation temporaire des équipements et des pipelines;

c) la déshydratation de glycol, qui est un système de dessiccation liquide utilisé pour l'élimination de l'eau du gaz naturel ou de l'eau des liquides de gaz naturel;

d) l'utilisation d'un régulateur pneumatique, d'une pompe pneumatique ou d'un compresseur;

e) le démarrage et l'arrêt de l'équipement;

f) la complétion de puits;

g) l'évacuation en vue d'éviter un grave danger pour la santé ou la sécurité des personnes découlant d'une situation d'urgence.

Non-application du paragraphe (1)

(3) Le paragraphe (1) ne s'applique pas à l'égard d'une installation, à compter d'un mois donné, si le volume combiné de gaz d'hydrocarbures évacué ou détruit dans l'installation ou livré à partir de celle-ci est inférieur à 40 000 m^3 normalisés au cours d'une période de douze mois consécutifs précédant ce mois.

Ré-application du paragraphe (1)

(4) Malgré le paragraphe (3), le paragraphe (1) s'applique à l'égard d'une installation visée au paragraphe (3) à compter d'un mois subséquent, si le volume combiné de gaz d'hydrocarbures évacué ou détruit dans l'installation ou livré à partir de celle-ci est égal ou supérieur à 40 000 m^3 normalisés au cours d'une période de douze mois consécutifs précédant ce mois.

Records — volumes of hydrocarbon gas

27 For each month that an upstream oil and gas facility operates, a record, with supporting documents, must be made that indicates

(a) the volume of hydrocarbon gas that was vented, expressed in standard m^3;

(b) the volume of hydrocarbon gas vented that arose from the activities referred to in each of paragraphs 26(2)(a) to (g);

(c) the volume of hydrocarbon gas destroyed at the facility, expressed in standard m^3; and

(d) the volume of hydrocarbon gas delivered from the facility, expressed in standard m^3.

Renseignements à consigner — volume de gaz d'hydrocarbures

27 Les renseignements ci-après doivent être consignés, documents à l'appui, pour chaque mois au cours duquel une installation de pétrole et de gaz en amont est exploitée :

a) le volume de gaz d'hydrocarbures évacué à l'installation, déterminé, exprimé en m^3 normalisés;

b) le volume de gaz d'hydrocarbures évacué découlant des activités visées à chacun des alinéas 26(2)a) à g);

c) le volume de gaz d'hydrocarbures détruit à l'installation, exprimé en m^3 normalisés;

d) le volume de gaz d'hydrocarbures livré à partir de l'installation, exprimé en m^3 normalisés.

Leak Detection and Repair Program

Establishment of Program

Non-application to certain equipment components

28 (1) Sections 29 to 36 do not apply in respect of

(a) an equipment component used on a wellhead at a site at which there is no other wellhead or equipment except for gathering pipelines or a meter connected to the wellhead;

(b) a pair of isolation valves on a transmission pipeline if no other equipment is located on the segment of the pipeline that may be isolated by closing the valves; and

(c) an equipment component used at an upstream oil and gas facility whose inspection would pose a serious risk to human health or safety.

Record

(2) A record must be made that indicates whether an equipment component is an equipment component referred to in any of paragraphs (1)(a) to (c).

Regulatory or alternative LDAR programs

29 (1) An operator for a facility must — in order to limit fugitive emissions containing hydrocarbon gas from equipment components at the facility — establish and carry out at the facility

(a) a regulatory leak detection and repair program that satisfies the requirements of sections 30 to 33; or

Programme de détection et de réparation des fuites

Établissement d'un programme

Non-application — certains composants d'équipements

28 (1) Les articles 29 à 36 ne s'appliquent pas à l'égard :

a) d'un composant d'équipement utilisé sur une tête de puits à un site où aucune autre tête de puits ou aucun autre équipement ne se trouve exception faite des conduites de collecte ou du compteur connectés à cette tête de puits;

b) d'une paire de vannes d'isolement installée sur un pipeline de transport si aucun autre équipement ne se trouve sur la partie du pipeline qui peut être isolée par la fermeture des vannes;

c) d'un composant d'équipement utilisé dans une installation de pétrole et de gaz en amont si son inspection pourrait causer un grave danger pour la santé ou la sécurité des personnes.

Renseignement à consigner

(2) Si un composant d'équipement est visé aux alinéas 1a) à c), une mention à cet effet doit être consignée.

Programme réglementaire ou alternatif

29 (1) Afin de limiter les émissions fugitives qui contiennent des gaz d'hydrocarbures provenant d'une fuite des composants d'équipement d'une installation, l' exploitant établit et met en œuvre à l'installation l'un des programmes suivants :

a) un programme réglementaire de détection des fuites et de réparation qui satisfait aux exigences prévues aux articles 30 à 33;

(b) an alternative leak detection and repair program referred to in subsection 35(1) that results in at most the same quantity of those fugitive emissions as would result from a regulatory program referred to in paragraph (a), as demonstrated in a record, with supporting documents, made by the operator before the program is established and, at least once per year and at least 90 days after a previous demonstration, while the program is being carried out.

Notice to Minister

(2) An operator for a facility that establishes a leak detection and repair program referred to in paragraph (1)(b) must, without delay, notify the Minister to that effect.

Regulatory LDAR Programs

Obligation to inspect

30 (1) An equipment component at an upstream oil and gas facility must be inspected, during the periods referred to in subsection (3), for the release of hydrocarbons by means of an eligible leak detection instrument.

Eligible leak detection instruments

(2) The following leak detection instruments are eligible:

(a) a portable monitoring instrument if it

(i) meets the specifications set out in Section 6 of EPA Method 21,

(ii) is operated in accordance with the requirements of Section 8.3 of EPA Method 21 to the extent that those requirements are consistent with its manufacturer's recommendations,

(iii) is calibrated in accordance with Sections 7, 8.1, 8.2 and 10 of EPA Method 21 before it is used, for each day on which it is used, and

(iv) undergoes a calibration drift assessment after its last use on each of those days in accordance with the requirements set out in Section 60.485a(b)(2) of Subpart VVa, entitled *Standards of Performance for Equipment Leaks of VOC in the Synthetic Organic Chemicals Manufacturing Industry for which Construction, Reconstruction, or Modification Commenced After November 7, 2006*, in Part 60 of Title 40, Chapter I of the *Code of Federal Regulations* of the United States; and

b) un programme alternatif de détection des fuites et de réparation visé au paragraphe 35(1) qui résulte au plus en la même quantité d'émissions fugitives que celle qui résulterait d'un programme réglementaire visé à l'alinéa a), d'après les renseignements consignés, documents à l'appui, par l'exploitant avant l'établissement du programme et, au moins une fois par'année et à au moins quatre-vingt-dix jours d'intervalle, pendant toute la durée du programme.

Avis au ministre

(2) L'exploitant d'une installation qui établit le programme alternatif de détection et de réparation des fuites visé à l'alinéa (1)b) en avise sans délai le ministre.

Programme réglementaire

Obligation d'effectuer des inspections

30 (1) Tout composant d'équipement utilisé dans une installation de pétrole et de gaz en amont doit être inspecté dans les périodes visées au paragraphe (3) pour les rejets d'hydrocarbures au moyen d'instruments de détection des fuites admissibles.

Instruments de détection des fuites admissibles

(2) Les instruments de détection des fuites admissibles sont les suivants :

a) un instrument de surveillance portatif qui remplit les exigences suivantes :

(i) il est conforme aux exigences énoncées à l'article 6 de la méthode 21 de l'EPA,

(ii) il est utilisé conformément aux exigences de l'article 8.3 de la méthode 21 de l'EPA, pour autant qu'elles soient compatibles avec les recommandations du fabricant,

(iii) il est étalonné conformément aux articles 7, 8.1, 8.2 et 10 de la méthode 21 de l'EPA, avant son utilisation, chaque jour où il est utilisé,

(iv) après sa dernière utilisation chaque jour où il est utilisé, il fait l'objet d'une évaluation de la dérive de l'étalonnage conformément aux exigences énoncées à l'article 60.485a(b)(2) de la sous-partie VVa, intitulée *Standards of Performance for Equipment Leaks of VOC in the Synthetic Organic Chemicals Manufacturing Industry for which Construction, Reconstruction, or Modification Commenced After November 7, 2006*, figurant à la partie 60, chapitre 1, titre 40 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis;

(b) an optical gas-imaging instrument if it is capable of imaging gas that is

(i) in the spectral range for the compound of highest concentration in the hydrocarbon gas to be measured,

(ii) half methane and half propane at a total concentration of at most 500 ppmv and at a flow rate of at least 60 g/h leaking from an orifice that is 0.635 cm in diameter, and

(iii) at the viewing distance determined in accordance with the requirements of the alternative work practice of the Environmental Protection Agency of the United States set out in Sections 60.18(h)(7)(i)(2)(i) to (v) of Section 60.18, entitled *General control device and work practice requirements*, in Part 60 of Title 40, Chapter I of the *Code of Federal Regulations* of the United States.

b) un instrument optique de visualisation des gaz capable de réaliser l'imagerie des gaz qui sont :

(i) à l'intérieur de la plage spectrale pour le composé dont la concentration est la plus élevée parmi les gaz d'hydrocarbures à mesurer,

(ii) composés à 50 % de méthane et à 50 % de propane à une concentration totale d'au plus 500 ppmv et à un débit supérieur ou égal à 60 g/h, s'échappant d'un orifice de 0,635 cm de diamètre,

(iii) à la distance d'observation établie conformément aux exigences des pratiques de travail alternatives de l'Environmental Protection Agency des États-Unis énoncées aux articles 60.18(h)(7)(i)(2)(i) à (v) de l'article 60.18, intitulé *General control device and work practice requirements*, figurant à la partie 60, chapitre I, titre 40 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis.

Period for inspections

(3) The period for inspections is as follows:

(a) for the first inspection, on or before the later of May 1, 2020 and the day that occurs 60 days after the day on which production at the facility first began; and

(b) for subsequent inspections, at least three times per year and at least 60 days after a previous inspection.

Inspections

(3) L'inspection doit être effectuée :

a) pour la première fois, au plus tard, soit le 1er mai 2020, soit si elle est postérieure, à la date qui tombe soixante jours après le démarrage de la production;

b) par la suite, au moins trois fois par année et à au moins soixante jours d'intervalle.

Operation and maintenance

(4) An eligible leak detection instrument must be operated and maintained in accordance with the recommendations, if any, of its manufacturer.

Utilisation et entretien

(4) L'instrument de détection des fuites admissible doit être utilisé et entretenu selon les recommandations du fabricant, si de telles recommandations existent.

Training

(5) The inspection must be conducted by an individual who, not more than five years before the inspection, has received training in

(a) the operation and maintenance, in accordance with subsection (4), of eligible leak detection instruments; and

(b) the calibration requirements set out in subparagraphs (2)(a)(iii) and (iv), if an eligible portable monitoring instrument is used.

Formation requise

(5) L'inspection est effectuée par un individu ayant suivi, dans les cinq années précédentes, une formation portant sur les éléments suivants :

a) le fonctionnement et l'entretien des instruments de détection des fuites admissibles conformément au paragraphe (4);

b) les exigences relatives à l'étalonnage visées aux sous-alinéas (2)a)(iii) et (iv) si un instrument de surveillance portatif admissible est utilisé.

Leaks

31 (1) A release of hydrocarbons from an equipment component is a leak if

(a) the release consists of at least 500 ppmv of hydrocarbons, as determined by an inspection conducted by means of an eligible portable monitoring instrument in accordance with EPA Method 21; or

Fuites

31 (1) Le rejet d'hydrocarbures provenant d'un composant d'équipement est une fuite dans les cas suivants :

a) il est supérieur ou égal à 500 ppmv d'hydrocarbures, tel que déterminé au cours d'une inspection effectuée au moyen d'un instrument de surveillance portatif admissible conformément à la méthode de l'EPA 21;

(b) the release is detected

(i) during an inspection conducted by means of an eligible optical gas-imaging instrument, or

(ii) by means of an auditory method, an olfactory method or a visual method, including the observation of the dripping of hydrocarbon liquids from the equipment component.

Release not considered a leak

(2) A release that is detected under paragraph (1)(b) is no longer considered to be a leak if the equipment component undergoes an inspection conducted by means of an eligible portable monitoring instrument in accordance with EPA Method 21 and the release is determined to consist of less than 500 ppmv of hydrocarbons.

Period for repair

32 (1) A leak from an equipment component that is detected, whether as a result of an inspection or otherwise, must be repaired

(a) if the repair can be carried out while the equipment component is operating, within 30 days after the day on which it was detected; and

(b) in any other case, within the period before the end of the next planned shutdown unless that period is extended under section 33.

Next planned shutdown

(2) The next planned shutdown must be scheduled not later than the date on which the estimated volume of hydrocarbon gas, expressed in standard m^3, that, beginning from the day on which the leak is detected, would if no repairs are made be emitted from the leaking equipment component in question and from all other equipment components that are also leaking as of that day is equal to the volume of hydrocarbon gas, expressed in standard m^3, that would be emitted due to purging of hydrocarbon gas from equipment components in order to carry out the repair.

Repair

(3) A leak in an equipment component is considered to be repaired if the release is determined to consist of less than 500 ppmv of hydrocarbons based on an inspection of the equipment component by means of an eligible portable monitoring instrument in accordance with EPA Method 21 that is capable of measuring hydrocarbon concentrations in ppmv.

Extension up to six months for repair

33 (1) An operator for an upstream oil and gas facility that must repair an equipment component on or before

b) il est détecté :

(i) au cours d'une inspection effectuée au moyen d'un instrument optique de visualisation des gaz admissible,

(ii) au moyen de méthodes auditives, olfactives ou visuelles, y compris l'observation d'égouttement d'hydrocarbures liquides du composant d'équipement.

Rejet non considéré comme une fuite

(2) Le rejet détecté en application l'alinéa (1)b) n'est plus considéré comme une fuite si le composant d'équipement est inspecté au moyen d'un instrument de surveillance portatif admissible conformément à la méthode de l'EPA 21 et s'il est établi qu'il est inférieur à 500 ppmv d'hydrocarbures.

Calendrier de réparations

32 (1) La fuite d'un composant d'équipement détectée au cours d'une inspection ou d'une autre façon doit être réparée :

a) dans les trente jours suivant la date de sa détection, si la fuite peut être réparée pendant que le composant d'équipement est en fonctionnement;

b) au plus tard avant la fin du prochain arrêt programmé, à moins que ce délai ne soit prolongé en vertu de l'article 33, dans tout autre cas.

Prochain arrêt programmé

(2) Le prochain arrêt doit être fixé au plus tard à la date à laquelle le volume de gaz d'hydrocarbures qui serait émis, exprimé en m^3 normalisés, calculé à partir de la date de détection de la fuite, si le composant d'équipement qui fuit et tous les autres composants d'équipements qui fuient depuis cette date n'étaient pas réparés, est égal au volume de gaz d'hydrocarbures qui serait émis, exprimé en m^3 normalisés, en conséquence de gaz d'hydrocarbures qui doivent être purgés de composants d'équipement pour effectuer la réparation.

Réparations

(3) La fuite d'un composant d'équipement est considérée réparée s'il est établi que le rejet est inférieur à 500 ppmv à la suite d'une inspection du composant d'équipement effectuée au moyen d'un instrument de surveillance portatif admissible conformément à la méthode de l'EPA 21 pouvant mesurer la concentration d'hydrocarbures en ppmv.

Réparations — prolongation d'au plus six mois

33 (1) L'exploitant d'une installation de pétrole et de gaz en amont qui doit effectuer des réparations dans le délai

the end of a period referred to in paragraph 32(1)(b) may, not later than 45 days before the end of the period, apply to the Minister to extend the period for up to six months.

prévu à l'alinéa 32(1)b) peut, au plus tard quarante-cinq jours avant la fin de ce délai, demander au ministre de lui accorder une prolongation ne pouvant dépasser six mois pour effectuer ces réparations.

Granting of extension

(2) The Minister must grant the application and extend the period for up to six months if the application contains the information set out in Schedule 1 and

(a) documents that establish that, as of the making of the application, there are reasonable grounds to conclude that it is not technically feasible to complete the repair of the equipment component before the end of the next planned shutdown;

(b) documents that establish that the applicant has a plan to repair the equipment component that sets out

(i) the expected date for the completion of the repair,

(ii) the steps to be taken to ensure completion of the repair on or before that date,

(iii) a justification, with supporting documents, for the belief that that date is the earliest feasible date to complete the repair, and

(iv) measures to be taken to minimize, if not eliminate, any harmful effect on the environment or human health from the emission of hydrocarbon gas before the completion of the repair; and

(c) a statement that the implementation of the plan is to begin within 30 days after the day on which the extension is granted.

Prolongation accordée

(2) Le ministre agrée la demande et accorde la prolongation pour une période d'au plus six mois si la demande comporte les renseignements visés à l'annexe 1 ainsi que les éléments suivants :

a) les documents établissant que, au moment du dépôt de la demande, il existe des motifs raisonnables de conclure que, pour des raisons techniques le demandeur n'est pas en mesure de réparer la fuite avant la fin du prochain arrêt programmé;

b) les documents établissant que le demandeur a un plan pour réparer le composant d'équipement, lequel comporte :

(i) la date prévue pour la réalisation de ce plan,

(ii) les mesures qui seront prises pour assurer la complétion des réparations au plus tard à cette date,

(iii) une justification, documents à l'appui, que cette date est la première date à laquelle les réparations peuvent être effectuées,

(iv) les démarches à prendre pour minimiser ou éliminer complètement tout effet nocif que les émissions d'hydrocarbures pourraient avoir sur l'environnement et la santé humaine avant la complétion des réparations;

c) un énoncé portant que le processus de mise en place du plan commencera dans les trente jours suivant la date à laquelle la prolongation a été accordée.

Renewal

(3) The period granted under subsection (2) may be further extended by application made under subsection (1). At most two applications for a further extension may be made.

Renouvellement

(3) La période accordée en vertu du paragraphe (2) peut être prolongée, au plus deux fois, à la suite d'une demande présentée en vertu du paragraphe (1).

Refusal of application

(4) The Minister must refuse the application if the Minister has reasonable grounds to believe that the applicant has provided false or misleading information in the application.

Rejet de la demande

(4) Le ministre rejette la demande s'il a des motifs raisonnables de croire que le demandeur a fourni des renseignements faux ou trompeurs dans sa demande.

Revocation of extension

34 (1) The Minister must revoke the extension granted under subsection 33(2) if the Minister has reasonable grounds to believe that the applicant has provided false or misleading information in their application for the extension.

Révocation de la prolongation

34 (1) Le ministre révoque la prolongation accordée en vertu du paragraphe 33(2) s'il a des motifs raisonnables de croire que le titulaire a fourni des renseignements faux ou trompeurs dans sa demande de permis.

Conditions for revocation

(2) The Minister must not revoke the extension unless the Minister has provided the applicant with

(a) written reasons for the proposed revocation; and

(b) an opportunity to be heard, by written representation, in respect of the proposed revocation.

Conditions de révocation

(2) Il ne peut toutefois révoquer la prolongation que si, à la fois :

a) il a avisé par écrit le titulaire des motifs de la révocation projetée;

b) il lui a donné la possibilité de présenter des observations par écrit à cet égard.

Alternative LDAR Programs

Requirements for alternative program

35 (1) The alternative leak detection and repair program must include measures respecting

(a) the inspection for leaks;

(b) the operation, maintenance and calibration of leak detection instruments, if applicable; and

(c) the repair of leaks detected.

Reversion to regulatory program

(2) An operator for a facility that has not made a demonstration required by paragraph 29(1)(b) must establish and carry out a regulatory leak detection and repair program.

Programme alternatif

Exigences du programme

35 (1) Le programme alternatif de détection et de réparation des fuites doit comporter des mesures visant :

a) les inspections pour la détection des fuites;

b) l'utilisation, l'entretien et l'étalonnage de l'instrument de détection des fuites, le cas échéant;

c) la réparation des fuites détectées.

Retour au programme réglementaire

(2) L'exploitant d'une installation qui n'a pas démontré que son programme alternatif satisfait aux exigences prévues à l'alinéa 29(1)b) établit et met en œuvre un programme réglementaire.

Records

Regulatory LDAR programs

36 (1) A record, with supporting documents, must be made of the following information related to the carrying out of a regulatory leak detection and repair program:

(a) for each calibration of an eligible leak detection instrument,

(i) the dates of the calibration,

(ii) the result of each calibration drift assessment, and

(iii) the name, job title, if any, and address of the individual who carried out the calibration;

(b) for each inspection of an equipment component,

(i) the date of the inspection, along with the name of the individual who conducted it,

(ii) the type of equipment component,

(iii) the location of the equipment component within the facility or the Global Positioning System (GPS) coordinates, to five decimal places, of the equipment component,

Renseignements à consigner

Programme réglementaire

36 (1) Les renseignements ci-après relatifs à la mise en œuvre d'un programme de détection et de réparation des fuites réglementaire doivent être consignés, documents à l'appui :

a) pour chaque étalonnage d'un instrument de détection des fuites admissible :

(i) les dates d'étalonnage,

(ii) les résultats de chaque évaluation de la dérive de l'étalonnage,

(iii) le nom, le cas échéant, le titre du poste et l'adresse de l'individu qui a réalisé l'étalonnage;

b) pour chaque inspection d'un composant d'équipement :

(i) la date de l'inspection ainsi que le nom de l'individu l'ayant effectuée,

(ii) le type de composant d'équipement,

(iii) l'emplacement du composant d'équipement dans l'installation ou ses coordonnées selon le système mondial de positionnement (GPS), au cent millième près,

(iv) the type of leak detection instrument used to conduct the inspection, including, if any, its make and model,

(v) in the case that an optical gas-imaging instrument referred to in subparagraph 31(1)(b)(i) was used to conduct the inspection, the images recorded with an embedded indication of the date and time when they were recorded, along with the location of the place where they were recorded within the facility or the GPS coordinates, to five decimal places, of the place, and

(vi) in the case that an inspection resulted in the detection of a leak, an indication of the means, among those set out in subsection 31(1), by which the leak was detected and, in the case of a leak detected by a means set out in paragraph 31(1)(b), an indication as to whether the release was determined in accordance with subsection 31(2) to consist of less than 500 ppmv and, if so, the date of that determination, the name of the person who made that determination — and if that person is a corporation, the name of the individual who made it — and its result, expressed in ppmv, along with the make and model, if any, of the instrument used to make that determination;

(c) for each leak detected by means of a method set out in paragraph 31(1)(b) that was not as a result of an inspection,

(i) an indication of whether the method was auditory, olfactory or visual,

(ii) the date on which the leak was detected, along with the name of the individual who detected it,

(iii) the type of equipment component,

(iv) the location of the equipment component within the facility or its GPS coordinates, to five decimal places, and

(v) an indication as to whether the release was determined in accordance with subsection 31(2) to consist of less than 500 ppmv and, if so, the date of that determination, the name of the person who made that determination — and if that person is a corporation, the name of the individual who made it — and its result, expressed in ppmv, along with the make and model, if any, of the instrument used to make that determination;

(d) for each individual who conducted an inspection and who received training in the operation and

(iv) le type d'instrument de détection des fuites utilisé pour l'inspection, y compris, le cas échéant, sa marque et son modèle,

(v) dans le cas où un instrument optique de visualisation des gaz visé au sous-alinéa 31(1)b)(i) a été utilisé pour l'inspection, les images enregistrées avec indication intégrée de l'heure et de la date de leur prise ainsi que l'emplacement dans l'installation où ces images ont été enregistrées ou les coordonnées GPS de cet emplacement, au cent millième près,

(vi) si une fuite a été détectée, une indication précisant le moyen utilisé parmi ceux visés au paragraphe 31(1) pour la détection et, dans le cas d'une fuite détectée par l'un des moyens visés à l'alinéa 31(1)b), une indication précisant si la fuite a été déterminée conformément au paragraphe 31(2), si le rejet est inférieur à 500 ppmv et, dans l'affirmative, le résultat, exprimé en ppmv, la date à laquelle ce résultat a été obtenu et le nom de la personne ayant effectué la détermination et, s'il s'agit d'une personne morale, celui de l'individu ayant effectué cette détermination ainsi que, le cas échéant, la marque et le modèle de l'instrument utilisé lors de cette détermination;

c) pour chaque fuite détectée au moyen d'une des méthodes visées à l'alinéa 31(1)b) et non à la suite d'une inspection :

(i) une indication précisant si la méthode de détection utilisée était auditive, olfactive ou visuelle,

(ii) la date de la détection ainsi que le nom de l'individu l'ayant détectée,

(iii) le type de composant d'équipement,

(iv) l'emplacement du composant d'équipement dans l'installation ou ses coordonnées GPS, au cent millième près,

(v) une indication précisant s'il a été déterminé conformément au paragraphe 31(2) que le rejet est inférieur à 500 ppmv, et, dans l'affirmative, le résultat, exprimé en ppmv, la date de cette détermination et le nom de la personne ayant effectué la détermination et, si cette personne est une personne morale, celui de l'individu ayant effectué cette détermination ainsi que, le cas échéant, la marque et le modèle de l'instrument utilisé lors de cette détermination;

d) pour chaque individu qui effectue une inspection et qui a suivi une formation sur l'utilisation, l'entretien ou l'étalonnage des instruments de détection des fuites :

(i) son nom ainsi que le nom et l'adresse d'affaires de son employeur, si ce dernier n'est pas l'exploitant,

maintenance or in the calibration of leak detection instruments,

(i) their name, along with the name and business address of their employer, if their employer is not the operator,

(ii) the name and business address of the entity that provided the training, along with the name and job title of the individuals who provided it,

(iii) the dates on which the training was provided and, for each of those dates, the number of hours of training, and

(iv) a description of the training;

(e) for each repair of a leak from an equipment component,

(i) a description of the steps that were taken to repair the leak, along with the dates on which those steps were taken, and

(ii) the result, expressed in ppmv, obtained following an inspection by means of an eligible portable monitoring system in accordance with EPA Method 21, along with the date on which that result was obtained; and

(f) for each repair that was not carried out within 30 days after the detection of the leak:

(i) an indication as to why the equipment component could not be repaired while it was operating, and

(ii) if applicable, the date determined in accordance with subsection 32(2), along with the information and calculation on which that determination was based.

Alternative LDAR programs

(2) A record, with supporting documents, must be made of the following information related to the carrying out of an alternative leak detection and repair program:

(a) the date on which each inspection was conducted and, if applicable, the name of the person who conducted it;

(b) the type of equipment component that was inspected, along with its location within the facility or its GPS coordinates, to five decimal places;

(c) a description as to the means by which the leak was identified;

(d) if applicable, for each leak detection instrument used, a description of the operation, maintenance and calibration measures in relation to that instrument,

(ii) le nom et l'adresse d'affaires de l'entité qui a donné la formation ainsi que les noms et titres des individus qui ont donné la formation,

(iii) les dates auxquelles la formation a été donnée et, pour chaque date, le nombre d'heures de formation,

(iv) une description de la formation;

e) pour chaque réparation d'une fuite provenant d'un composant d'équipement, les renseignements suivants :

(i) la description des démarches entreprises pour réparer la fuite ainsi que les dates auxquelles celles-ci ont été entreprises,

(ii) le résultat, exprimé en ppmv, obtenu après les réparations, de l'inspection effectuée au moyen d'un instrument de surveillance portatif admissible conformément à la méthode de l'EPA 21 ainsi que la date à laquelle le résultat a été obtenu;

f) pour chaque réparations qui n'a pas été effectuée dans les trente jours suivant la détection d'une fuite :

(i) les raisons pour lesquelles il n'était pas possible de les effectuer alors que le composant d'équipement était en fonctionnement,

(ii) le cas échéant, la date déterminée conformément au paragraphe 32(2) ainsi que les données et les calculs ayant mené à cette détermination.

Programme alternatif

(2) Les renseignements ci-après relatifs à la mise en œuvre d'un programme alternatif de détection et de réparation des fuites doivent être consignés, documents à l'appui :

a) la date de l'inspection et, le cas échéant, le nom de la personne l'ayant effectuée;

b) le type de composant d'équipement qui a été inspecté ainsi que l'emplacement du composant d'équipement dans l'installation ou ses coordonnées GPS, au cent millième près;

c) une description de la manière par laquelle la fuite a été détectée;

d) le cas échéant, pour chaque instrument de détection utilisé, la description des mesures visant son

along with the dates of its maintenance and calibrations and the names of the persons who carried out the maintenance and calibrations;

(e) for each repair of a leak from an equipment component,

(i) a description of the steps that were taken to repair the leak, along with the dates on which those steps were taken, and

(ii) the result obtained after the repair following an inspection, along with a description of the means by which that inspection was conducted, its date and, if applicable, the name of the person who conducted it; and

(f) the demonstrations referred to in paragraph 29(1)(b).

utilisation, son entretien et son étalonnage, les dates d'entretien et d'étalonnage ainsi que les noms des personnes ayant effectué son entretien et son étalonnage;

e) pour chaque réparation d'une fuite provenant d'un composant d'équipement, les renseignements suivants :

(i) la description des démarches entreprises pour réparer la fuite ainsi que les dates auxquelles celles-ci ont été entreprises,

(ii) le résultat obtenu après les réparations, de l'inspection ainsi qu'une description de la manière dont l'inspection a été effectuée, y compris la date et, le cas échéant, le nom de la personne l'ayant effectuée;

f) les renseignements consignés en vertu de l'alinéa 29(1)b).

Document-keeping

(3) A copy of each recommendation of the manufacturer for the operation and maintenance, if any, of each eligible leak detection instrument that is used must be kept.

Conservation des documents

(3) Une copie de chaque recommandation du fabricant sur l'utilisation et l'entretien de tout instrument de détection des fuites admissible utilisé doit être conservée, le cas échéant.

Pneumatic Controllers and Pneumatic Pumps

Régulateurs pneumatiques et pompes pneumatiques

Pneumatic controllers — bleed rate

37 (1) A pneumatic controller at an upstream oil and gas facility must not operate using hydrocarbon gas, other than propane, unless

(a) it is operated at an operational setting such that its bleed rate for that operational setting is less than or equal to 0.17 standard m^3/h according to the manufacturer's operating manual or according to a written demonstration, with supporting documents, made by the operator for the facility; or

(b) the hydrocarbon emissions from it are captured and routed to hydrocarbon gas conservation equipment or hydrocarbon gas destruction equipment.

Régulateur pneumatique

37 (1) Aucun régulateur pneumatique dans une installation de pétrole et de gaz en amont ne peut fonctionner au moyen de gaz d'hydrocarbures autre que le propane, sauf si :

a) il est utilisé conformément à un ensemble de conditions de fonctionnement pour lequel le taux de purge est inférieur ou égal à 0,17 m^3 normalisé/h, selon le manuel de fonctionnement du fabricant ou selon la démonstration écrite, documents à l'appui, de l'exploitant de l'installation;

b) ses émissions d'hydrocarbures sont captées et dirigées vers un équipement de conservation de gaz d'hydrocarbures ou un équipement de destruction de gaz d'hydrocarbures.

Exception — control of production processes

(2) Despite paragraph (1)(a), a pneumatic controller at an upstream oil and gas facility may operate using hydrocarbon gas, other than propane, at an operational setting such that its bleed rate for that operational setting is more than 0.17 standard m^3/h if the operator for the facility has a written record, with supporting documents, that demonstrates that the pneumatic controller must operate at that operational setting because of the need for the pneumatic

Exception — contrôle de procédés de production

(2) Malgré l'alinéa (1)a), un régulateur pneumatique dans une installation de pétrole et de gaz en amont peut fonctionner au moyen de gaz d'hydrocarbures autre que le propane à un ensemble de conditions de fonctionnement pour lequel le taux de purge est supérieur à 0,17 m^3 normalisé/h, si l'exploitant de l'installation consigne, documents à l'appui, les renseignements qui démontrent qu'il est nécessaire de fonctionner à cet ensemble de

controller to have a sufficient response time to control a process in the facility's production activities.

Records — pneumatic controllers

38 A record in respect of each pneumatic controller used at an upstream oil and gas facility that operates using hydrocarbon gas must be made that indicates

(a) the identifier for the pneumatic controller;

(b) whether the pneumatic controller is used

(i) for controlling pressure or flow rate,

(ii) for controlling liquid levels,

(iii) for controlling temperature,

(iv) as a transducer,

(v) as a positioner, or

(vi) as an emergency response device, or

(vii) for another purpose or as another device and, if so, the purpose or type of device; and

(c) the design bleed rate for the pneumatic controller's operational setting, including its supply pressure and, if any, its band setting, or its bleed rate according to a written demonstration, with supporting documents, made by the operator for the facility at which the controller is used.

Pneumatic pumps

39 (1) Unless an operator for an upstream oil and gas facility has a permit issued in accordance with subsection 40(2), a pneumatic pump or a group of pneumatic pumps, used at the facility that pumps methanol into a common stream or an equipment component — must not operate using hydrocarbon gas if the pump or the group of pumps has, in a month, pumped more than 20 L of methanol per day on average over the month.

Demonstration of quantity of liquid pumped

(2) An operator for the facility must, for each pump or group of pumps referred to in subsection (1) that operates during a month at the facility, demonstrate the quantity of liquids that it pumped, on average, per day over the month by means of

(a) a record that indicates the quantity of liquid pumped during that month; or

conditions pour que le régulateur pneumatique ait un temps de réponse suffisant pour contrôler un procédé faisant partie des activités de production de l'installation.

Renseignements à consigner — régulateur pneumatique

38 Les renseignements ci-après doivent être consignés pour chaque régulateur pneumatique utilisé dans une installation de pétrole et de gaz en amont fonctionnant au moyen de gaz d'hydrocarbures :

a) l'identifiant du régulateur pneumatique;

b) une indication précisant si le régulateur pneumatique est utilisé :

(i) pour contrôler la pression ou le débit,

(ii) pour contrôler le niveau de liquide,

(iii) pour contrôler la température,

(iv) comme transducteur,

(v) comme positionneur,

(vi) comme dispositif d'urgence,

(vii) pour toute autre fin ou comme toute autre dispositif et, dans l'affirmative, la fin ou le type de dispositif.

c) le taux de purge nominal correspondant à l'ensemble des conditions de fonctionnement du régulateur pneumatique, notamment sa pression d'alimentation et, le cas échéant, le réglage de sa bande, ou son taux de purge selon la démonstration écrite de l'exploitant de l'installation où le régulateur pneumatique est utilisé, documents à l'appui.

Pompe pneumatique

39 (1) La pompe pneumatique ou le groupe de pompes pneumatiques utilisé dans l'installation qui pompe du méthanol dans un débit commun ou dans un composant d'équipement ne peut fonctionner au moyen de gaz d'hydrocarbures si cette pompe ou ce groupe de pompes pompe en moyenne plus de 20 L de méthanol par jour au cours d'un mois donné, à moins que l'exploitant de l'installation de pétrole et de gaz en amont ne soit titulaire d'un permis délivré en vertu du paragraphe 40(2).

Démonstration — quantité de liquide pompé

(2) L'exploitant de l'installation démontre, pour chaque pompe ou groupe de pompes visé au paragraphe (1) utilisé à l'installation durant un mois donné, la quantité de liquide que la pompe ou le groupe de pompes a pompé en moyenne par jour au cours de ce mois selon l'une des méthodes suivantes :

a) en consignant la quantité de liquide pompé durant ce mois;

(b) documents that establish that the pump or the group of pumps could not have pumped more than 20 L of liquid per day on average over the month.

b) au moyen des documents établissant que cette pompe ou groupe de pompe n'a pas pu pomper en moyenne plus de 20 L de liquide par jour au cours de ce mois.

When subsection (2) no longer applies

(3) Subsection (2) no longer applies in respect of a pump or group of pumps as of the end of a month during which it operated at the facility and records establish that it pumped, or could have pumped, more than 20 L of liquid per day on average over the month.

Cessation d'application du paragraphe (2)

(3) Le paragraphe (2) cesse de s'appliquer à l'égard d'une pompe ou à l'égard d'un groupe de pompes à compter de la fin d'un mois au cours duquel la pompe ou le groupe de pompes a été utilisé dans une installation, s'il est établi, au moyen des renseignements consignés ou d'autres documents, que la pompe ou le groupe de pompes a pompé ou aurait pu pomper plus de 20 L de liquide par jour en moyenne au cours de ce mois.

Non-application of subsections (1) and (2)

(4) Subsections (1) and (2) do not apply in respect of any pneumatic pump if hydrocarbon emissions from it are captured and routed to hydrocarbon gas conservation equipment or hydrocarbon gas destruction equipment.

Non-application des paragraphes (1) et (2)

(4) Les paragraphes (1) et (2) ne s'appliquent pas à l'égard de toute pompe pneumatique dont les émissions d'hydrocarbures sont captées et dirigées vers un équipement de conservation de gaz d'hydrocarbures ou un équipement de destruction de gaz d'hydrocarbures.

Permit — pneumatic pumps

40 (1) An operator for an upstream oil and gas facility may, on or before June 30, 2022, apply to the Minister for a permit to have a pneumatic pump at the facility operate using hydrocarbon gas while its hydrocarbon emissions are not captured and routed to hydrocarbon gas conservation equipment or hydrocarbon gas destruction equipment.

Permis — pompe pneumatique

40 (1) L'exploitant d'une installation de pétrole et de gaz en amont peut, le 30 juin 2022 ou avant cette date, présenter au ministre une demande de permis en vue d'utiliser dans l'installation une pompe pneumatique fonctionnant au moyen de gaz d'hydrocarbures lorsque ses émissions d'hydrocarbures ne sont pas captées et dirigées vers un équipement soit de conservation soit de destruction de gaz d'hydrocarbures.

Issuance of permit

(2) The Minister must issue the permit if the application contains the information set out in Schedule 2 and documents that establish that

(a) there are reasonable grounds to conclude that it is not feasible, technically or economically, for the applicant to have the pneumatic pump operate at the facility without using hydrocarbon gas or to have the pneumatic pump function using hydrocarbon gas while its hydrocarbon emissions are captured and routed to hydrocarbon gas conservation equipment or hydrocarbon gas destruction equipment, including grounds based on

(i) the capital, operating and maintenance costs of any modifications at the facility to achieve that objective, and

(ii) the avoided costs and any economic benefits arising from the incurring of those capital, operating and maintenance costs; and

(b) the applicant has a plan that

(i) involves taking steps to minimize the emission of hydrocarbon gas from the pneumatic pump,

Délivrance de permis

(2) Le ministre délivre le permis si la demande comporte les renseignements visés à l'annexe 2 ainsi que les documents établissant que :

a) il existe des motifs raisonnables de conclure que, pour des raisons techniques ou économiques, le demandeur n'est pas en mesure d'utiliser dans l'installation une pompe pneumatique ne fonctionnant pas au moyen de gaz d'hydrocarbures ou une pompe pneumatique fonctionnant au moyen de gaz d'hydrocarbures lorsque ses émissions de gaz d'hydrocarbures sont captées et dirigées vers un équipement de conservation ou de destruction de gaz d'hydrocarbures, notamment :

(i) les coûts en capital et les dépenses d'exploitation et d'entretien de toute modification à l'installation pour atteindre cet objectif,

(ii) les coûts évités et les avantages économiques qui découleraient de l'engagement de ces coûts en capital et dépenses d'exploitation et d'entretien;

b) le demandeur a un plan :

(i) qui comporte les démarches entreprises afin de minimiser les émissions de gaz d'hydrocarbures

including steps such as adjusting the capacity of the pump or its operational settings so as to achieve the desired rate of injection of chemicals from the pump with the least possible emissions, along with a schedule to implement the plan, and

(ii) can reasonably be regarded as feasible for the purpose of permitting the facility to comply with subsection 39(1) on or before January 1, 2026.

Duration

(3) A permit takes effect on January 1, 2023 and expires on the earliest of

(a) the day on which the pneumatic pump ceases to function using hydrocarbon gas,

(b) the day on which the hydrocarbon emissions from the pneumatic pump begin to be captured and routed to hydrocarbon gas conservation equipment or hydrocarbon gas destruction equipment, and

(c) December 31, 2025.

Refusal of application

(4) The Minister must refuse the application if the Minister has reasonable grounds to believe that the applicant has provided false or misleading information in the application.

Tagging

41 (1) A pneumatic controller that is referred to in subsection 37(2) or a pneumatic pump referred to in a permit issued under subsection 40(2) must be tagged to indicate that it is not subject to subsection 37(1) or 39(1) or an entry to that effect must be made in an electronic tracking system.

Identifier

(2) The tag or the entry must also include an identifier for the pneumatic controller or the pneumatic pump.

Other Equipment

Pipes and hatches

42 A hatch and the open end of a pipe at an upstream oil and gas facility must be closed — other than during an operation at the facility that requires the hatch or pipe to be open — in such a way as to minimize the emission of hydrocarbon gas.

Sampling systems and pressure relief devices

43 A sampling system or a pressure relief device used at an upstream oil and gas facility must be installed and

provenant de la pompe pneumatique, notamment des mesures de réglage de sa capacité ou de l'ensemble de ses conditions de fonctionnement afin d'obtenir le moins d'émissions possible pour le taux d'injection de produits chimiques souhaité, accompagné d'un échéancier pour la réalisation de ce plan,

(ii) qui peut être considéré comme permettant à l'installation de se conformer au paragraphe 39(1) au plus tard le 1er janvier 2026.

Durée du permis

(3) Le permis prend effet le 1er janvier 2023 et expire selon la première des éventualités suivantes à survenir :

a) la date à laquelle la pompe pneumatique cesse de fonctionner au moyen de gaz d'hydrocarbures;

b) le premier jour où les émissions d'hydrocarbures provenant de la pompe pneumatique sont captées et dirigées vers un équipement de conservation ou de destruction de gaz d'hydrocarbures;

c) le 31 décembre 2025.

Rejet de la demande

(4) Le ministre rejette la demande s'il a des motifs raisonnables de croire que le demandeur a fourni des renseignements faux ou trompeurs dans sa demande de permis.

Étiquetage

41 (1) Le régulateur pneumatique visé aux paragraphe 37(2) ou la pompe pneumatique visée par un permis délivré en vertu du paragraphe 40(2) doivent être étiquetés de manière à signaler qu'ils ne sont pas assujettis aux paragraphes 37(1) ou 39(1) ou une mention à cet effet doit être inscrite dans un système de suivi électronique.

Identifiant

(2) L'étiquette ou la mention doivent également comporter un identifiant du régulateur pneumatique ou de la pompe pneumatique.

Autres équipements

Conduite et trappe d'accès

42 La trappe d'accès et l'extrémité ouverte d'une conduite dans une installation de pétrole et de gaz en amont doivent être fermées de façon à minimiser les émissions de gaz d'hydrocarbures, sauf si leur ouverture est requise pour des raisons opérationnelles.

Système d'échantillonnage et limiteur de pression

43 Le système d'échantillonnage et le limiteur de pression utilisés dans une installation de pétrole et de gaz en

operated in such a way as to minimize the emission of hydrocarbon gas from the system or the pressure relief device.

amont doivent être installés et utilisés de façon à minimiser les émissions de gaz d'hydrocarbures.

Records — hatches, pipes, systems and devices

44 A record must be made that indicates whether an upstream oil and gas facility has a hatch, a pipe with an open end or uses a sampling system or pressure relief device.

Renseignements à consigner — conduite, trappe, système et limiteur

44 Lorsque l'installation de pétrole et de gaz en amont qui comporte une conduite avec une trappe d'accès, une extrémité ouverte, un système d'échantillonnage ou un limiteur de pression, une indication à cet effet doit être consignée.

Revocation of Permit

Subsection 40(2)

45 (1) The Minister must revoke a permit issued under subsection 40(2) if the Minister has reasonable grounds to believe that the applicant has provided false or misleading information in their application for the permit.

Conditions for revocation

(2) The Minister must not revoke a permit unless the Minister has provided the applicant with

(a) written reasons for the proposed revocation; and

(b) an opportunity to be heard, by written representation, in respect of the proposed revocation.

Révocation de permis

Paragraphe 40(2)

45 (1) Le ministre révoque le permis délivré en vertu du paragraphe 40(2) s'il a des motifs raisonnables de croire que le titulaire a fourni des renseignements faux ou trompeurs dans sa demande de permis.

Conditions de révocation

(2) Il ne peut toutefois révoquer le permis que si, à la fois :

a) il a avisé par écrit le titulaire des motifs de la révocation projetée;

b) il lui a donné la possibilité de présenter des observations par écrit à cet égard.

PART 2

Offshore Upstream Oil and Gas Facilities

Application

Offshore facilities

46 (1) This Part applies in respect of upstream oil and gas facilities located offshore.

Non-application

(2) Despite subsection (1), this Part does not apply in respect of an offshore facility if

(a) a regulation is made under the *Canada–Newfoundland and Labrador Atlantic Accord Implementation Act* or the *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act* that applies in respect of the offshore facility and imposes requirements that are at least as stringent as those set out in sections 47 to 53; and

(b) the title of the regulation is published in the environmental registry established under section 12 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* for the purpose of this subsection.

PARTIE 2

Installations extracôtières de pétrole et de gaz en amont

Application

Installations extracôtières

46 (1) La présente partie s'applique à l'égard des installations extracôtières de pétrole et de gaz en amont.

Non-application

(2) Malgré le paragraphe (1), la présente partie ne s'applique pas à l'égard d'une installation extracôtière si, à la fois :

a) un règlement pris en vertu de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada — Terre-Neuve-et-Labrador* ou de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada — Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers* qui comporte des exigences au moins aussi sévères que celles prévues aux articles 47 à 53 s'applique à cette installation;

b) le titre de ce règlement est publié dans le Registre de la protection de l'environnement établi en vertu de

l'article 12 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* pour l'application du présent paragraphe.

Venting Limit

15 000 standard m³ per year

47 (1) An offshore facility must not vent more than 15 000 standard m³ of hydrocarbon gas during a year.

Excluded volume — health or safety

(2) Any volume of hydrocarbon gas that is vented from the offshore facility in order to avoid serious risk to human health or safety arising from an emergency situation is excluded from the determination of the volume vented for the purpose of subsection (1).

Records — annual volume vented

48 (1) For each year that an offshore facility operates, a record, with supporting documents, must be made that indicates the volume of hydrocarbon gas that was vented, expressed in standard m³.

Records — emergency situation

(2) For each volume of vented hydrocarbon gas arising from an emergency situation referred to in subsection 47(2), a record must be made that indicates:

(a) the name of the offshore facility;

(b) the volume of hydrocarbon gas that was vented, expressed in standard m³; and

(c) a description of the emergency situation.

Compressors

Capture or venting of emissions

49 The emissions of hydrocarbon gas from the seals of a centrifugal compressor at an offshore facility must be

(a) captured and routed to hydrocarbon gas conservation equipment or hydrocarbon gas destruction equipment; or

(b) routed to vents that release those emissions to the atmosphere.

Continuous monitoring devices

50 (1) The flow rate of emissions of hydrocarbon gas from vents referred to in paragraph 49(b) must be measured by means of a continuous monitoring device.

Limite d'évacuation

15 000 m³ normalisés par année

47 (1) L' installation extracôtière ne peut évacuer, au cours d'une année, plus de 15 000 m³ normalisés de gaz d'hydrocarbures.

Volumes exclus — santé ou sécurité

(2) Pour l'application du paragraphe (1), dans la détermination du volume de gaz d'hydrocarbures, il n'est pas pris en compte le volume de gaz d'hydrocarbures évacué d'une installation extracôtière en vue d'éviter un grave danger pour la santé ou la sécurité des personnes découlant d'une situation d'urgence.

Renseignements à consigner — volume évacué par année

48 (1) Pour chaque année où une installation extracôtière a été exploitée, doit être consigné, documents à l'appui, le volume, exprimé en m³ normalisés, de gaz d'hydrocarbures évacué.

Renseignements à consigner — situation d'urgence

(2) Les renseignements ci-après doivent être consignés pour chaque volume de gaz d'hydrocarbures évacué découlant d'une situation d'urgence visée au paragraphe 47(2) :

a) le nom de l'installation extracôtière;

b) le volume de gaz d'hydrocarbures évacué, exprimé en m³ normalisés;

c) une description de la situation d'urgence.

Compresseurs

Capture ou évacuation d'émissions

49 Les émissions de gaz d'hydrocarbures provenant des joints d'un compresseur centrifuge dans une installation extracôtière doivent :

a) soit être captées et dirigées vers un équipement de conservation ou de destruction de gaz d'hydrocarbures;

b) soit être dirigées vers des évents qui les rejettent dans l'atmosphère.

Dispositif de surveillance continue

50 (1) Le débit des émissions de gaz d'hydrocarbures provenant des évents visés à l'alinéa 49b) doit être mesuré au moyen d'un dispositif de surveillance continue.

Requirements

(2) A continuous monitoring device must

(a) be calibrated in accordance with the manufacturer's recommendations such that its measurements have a maximum margin of error of ±10%;

(b) be operated continuously, other than during periods when it is undergoing normal servicing or timely repairs; and

(c) be equipped with an alarm that is triggered when the applicable flow rate limit referred to in subsection (3) for the vents of the compressor is reached.

Flow rate limit

(3) The flow rate limit of emissions of hydrocarbon gas from the vents of a compressor is

(a) for a compressor that was installed before January 1, 2023,

(i) 0.68 standard m^3/min, if the compressor has a rated brake power of greater than or equal to 5 MW, and

(ii) 0.34 standard m^3/min, if the compressor has a rated brake power of less than 5 MW; and

(b) for a compressor that was installed on or after January 1, 2023, 0.14 standard m^3/min.

Corrective action

(4) If the alarm is triggered, corrective action must be taken to reduce the flow rate to below or equal to the applicable flow rate limit, as demonstrated by the absence of an alarm when the compressor begins to operate following the taking of that action.

Records

51 A record must be made that indicates the following information concerning centrifugal compressors:

(a) for each compressor referred to in section 49,

(i) its serial number,

(ii) its make and model,

(iii) whether it was installed at the facility before January 1, 2023 or on or after January 1, 2023,

(iv) if it was installed at the facility before January 1, 2023, its rated brake power, and

Exigences

(2) Le dispositif de surveillance continue doit satisfaire aux exigences suivantes :

a) il est étalonné conformément aux recommandations du fabricant pour permettre une prise de mesures avec une marge d'erreur maximale de ±10 %;

b) il fonctionne de manière continue sauf pendant les périodes où il fait l'objet d'un entretien normal ou de réparations opportunes;

c) il est équipé d'une alarme qui se déclenche quand la limite du débit applicable prévue au paragraphe (3) pour les évents d'un compresseur est atteinte.

Limite du débit

(3) La limite du débit des émissions de gaz d'hydrocarbures provenant des évents d'un compresseur est :

a) pour un compresseur installé avant le 1er janvier 2023 :

(i) de 0,68 m^3 normalisé/min, si sa puissance au frein nominale est supérieure ou égale à 5 MW,

(ii) de 0,34 m^3 normalisé/min, si sa puissance au frein nominale est inférieure à 5 MW;

b) pour un compresseur installé le 1er janvier 2023 ou après cette date, de 0,14 m^3 normalisé/min.

Mesures correctives

(4) Si l'alarme se déclenche, des mesures correctives doivent être prises afin de ramener ce débit dans la limite applicable de sorte que l'alarme ne se déclenche pas une fois le compresseur remis en service.

Renseignements à consigner

51 Les renseignements ci-après concernant les compresseurs centrifuges doivent être consignés :

a) pour chaque compresseur visé à l'article 49 :

(i) son numéro de série,

(ii) sa marque et son modèle,

(iii) une indication précisant s'il a été installé avant le 1er janvier 2023 ou le 1er janvier 2023 ou après cette date,

(iv) s'il a été installé avant le 1er janvier 2023, sa puissance au frein nominale,

(v) an indication of the manufacturer's recommendations for the calibration of the continuous monitoring device, along with a demonstration, with supporting documents, that the measurements taken with that calibration have a maximum margin of error of ±10%;

(b) for each compressor for which an alarm referred to subsection 50(4) was triggered,

(i) its serial number, make and model,

(ii) the date on which the alarm was triggered,

(iii) the flow rate indicated by the continuous monitoring device when the alarm was triggered, and

(iv) a description of the corrective action that was taken, along with the dates on which that action was taken.

(v) une mention des recommandations du fabricant suivies pour l'étalonnage du dispositif de surveillance continue ainsi que les renseignements qui démontrent, documents à l'appui, que les mesures prises, une fois le dispositif étalonné, ont une marge d'erreur maximale de ±10 %;

b) pour chaque compresseur pour lequel l'alarme visée au paragraphe 50(4) a été déclenchée :

(i) son numéro de série, sa marque et son modèle,

(ii) la date à laquelle l'alarme a été déclenchée,

(iii) le débit indiqué par le dispositif de surveillance continue lorsque l'alarme s'est déclenchée,

(iv) une description des mesures correctives prises ainsi que les dates de prise.

Gas Detection System and Repair of Leaks

Requirements

52 (1) An offshore facility must be equipped with a gas detection system that satisfies the requirements of section 32 of the *Newfoundland Offshore Petroleum Installations Regulations* and section 32 of the *Nova Scotia Offshore Petroleum Installations Regulations*.

Repair

(2) A leak must be repaired within 730 days after the day on which it is detected by the gas detection system or is detected by means of an auditory method, an olfactory method or a visual method, including the observation of the dripping of hydrocarbon liquids from the equipment component.

Records

53 A record must be made that indicates the following information concerning the detection and repair of leaks:

(a) the date on which each leak was detected;

(b) the type of equipment that was leaking, along with its location within the facility or its identifier;

(c) the means by which the leak was identified; and

(d) the steps that were taken to repair each leak detected, along with the dates on which those steps were taken.

Système de détection des gaz et réparation des fuites

Exigences

52 (1) L'installation extracôtière doit être pourvue d'un système de détection de gaz qui satisfait aux exigences prévues à l'article 32 du *Règlement sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtière de Terre-Neuve* et à l'article 32 du *Règlement sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse*.

Réparation

(2) Toute fuite doit être réparée dans les sept cent trente jours suivant la date de sa détection soit au moyen d'un système de détection de gaz, soit au moyen de méthodes auditives, olfactives ou visuelles, y compris l'observation d'égouttement d'hydrocarbures liquides du composant d'équipement.

Renseignements à consigner

53 Les renseignements ci-après concernant la détection et la réparation des fuites doivent être consignés :

a) la date de la détection de chaque fuite;

b) le type d'équipement sur lequel la fuite a été détectée ainsi qu'une indication de son emplacement dans l'installation ou son identifiant;

c) une description de la manière dont la fuite a été détectée;

d) une description des démarches entreprises pour réparer chaque fuite détectée ainsi que les dates auxquelles ces démarches ont été entreprises.

PART 3

Administration

Registration

Registration report

54 (1) An upstream oil and gas facility in respect of which any of sections 5, 9, 11, 14 and 15 apply or in respect of which sections 26 to 45 apply and an offshore facility in respect of which section 46 applies must be registered by providing the Minister with a registration report for the facility that contains the information set out in Schedule 3.

Date of registration

(2) The facility must be registered not later than 120 days after the later of

(a) January 1, 2020, and

(b) the earlier of

(i) the first day on which any of sections 5, 9, 11, 14, 15 and 46 apply in respect of the facility, and

(ii) the first day of the month referred to in subsection 20(1) as of which sections 26 to 45 apply in respect of the facility.

Updated information

(3) If there is a change such that the information provided in the facility's registration report is no longer accurate, a notice to that effect that contains the updated information, along with the information referred to in item 4 of Schedule 3, must be sent to the Minister not later than 90 days after the change.

Provision of information

55 (1) Information that is required under section 54 to be in a registration report provided to the Minister may be provided to the Minister via an approved entity.

Deemed provision of registration report

(2) If all of the information required to be in a registration report is provided to the Minister via an approved entity, the operator for that facility must notify the Minister to that effect. The registration report is deemed to have been provided to the Minister on the day on which the Minister receives that notice.

Approval of entity

(3) The Minister may approve an entity for the purpose of subsection (1) if the Minister concludes an arrangement with the entity under which information referred to in

PARTIE 3

Administration

Enregistrement

Rapport d'enregistrement

54 (1) Toute installation de pétrole et de gaz en amont à l'égard de laquelle s'applique l'un des articles 5, 9, 11, 14 et 15 ou les articles 26 à 45 et toute installation extracôtière à l'égard de laquelle s'applique l'article 46 doit être enregistrée en faisant parvenir au ministre le rapport d'enregistrement de l'installation qui comporte les renseignements visés à l'annexe 3.

Date d'enregistrement

(2) L'enregistrement doit se faire au plus tard :

a) soit le cent vingtième jour suivant le 1er janvier 2020;

b) soit, si elle est postérieure, celle des dates ci-après qui est antérieure à l'autre :

(i) le cent vingtième jour suivant le premier jour où l'un des articles 5, 9, 11, 14, 15 et 46 s'applique à l'égard de l'installation,

(ii) le cent vingtième jour suivant le premier jour du mois visé au paragraphe 20(1) à compter duquel l'installation devient assujettie aux articles 26 à 45.

Mise à jour des renseignements

(3) S'il y a un changement de sorte qu'un renseignement fourni dans le rapport d'enregistrement n'est plus exact, un avis à cet effet qui comporte les renseignements à jour, ainsi que ceux visés à l'article 4 de l'annexe 3, doit être fourni au ministre au plus tard le quatre-vingt-dixième jour suivant ce changement.

Fourniture des renseignements

55 (1) Les renseignements requis en vertu de l'article 54 pour les fins du rapport d'enregistrement peuvent être fournis au ministre par l'entremise de toute entité approuvée par lui.

Rapport d'enregistrement réputé fourni

(2) Si tous les renseignements requis pour les fins du rapport d'enregistrement ont été fournis au ministre par l'entremise de l'entité approuvée, l'exploitant de cette installation en avise le ministre. Le rapport d'enregistrement est réputé avoir été fourni au ministre à la date de la réception de l'avis.

Approbation de l'entité

(3) Le ministre peut approuver l'entité pour l'application du paragraphe (1), s'il a conclu avec cette entité un arrangement aux termes duquel les renseignements visés à

section 54 that is provided to the entity is accessible to the Minister.

l'article 54 qui sont fournis à cette entité sont accessibles au ministre.

Publication of approved entities

(4) The Minister must publish a list of approved entities in the Environmental Registry established under section 12 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*.

Publication — liste des entités approuvées

(4) Le ministre publie la liste des entités approuvées dans le Registre de la protection de l'environnement établi en vertu de l'article 12 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*.

Withdrawal of approval

(5) The Minister may withdraw the approval of an entity and publish a notice to that effect in the Environmental Registry.

Retrait de l'approbation

(5) Le ministre peut retirer l'approbation à une entité. Il publie alors un avis à cet effet dans le Registre de la protection de l'environnement.

Record-making and Updating and Keeping of Documents

Consignation, mise à jour et conservation des documents

Record-making and updates

56 (1) A record that is required to be made under these Regulations must be made within 30 days after the day on which the information to be recorded becomes available. The record must be updated within 30 days after the information to be updated becomes available.

Délai de consignation et de mise à jour

56 (1) Les renseignements à consigner en vertu du présent règlement doivent l'être dans les trente jours suivant la date à laquelle ils deviennent disponibles. En outre, ils doivent être mis à jour dans les trente jours suivant la date à laquelle les renseignements deviennent disponibles.

Record-keeping — indefinite

(2) A record, along with supporting documents, of information that applies on an ongoing basis must be kept indefinitely until an update is required.

Période de conservation — indéfiniment

(2) Tout renseignement à conserver, documents à l'appui, qui s'applique de manière continue et qui ne requiert pas une mise à jour doit être conservé indéfiniment.

Record-keeping — five years

(3) If an update referred to in subsection (2) is required, the record of the information, along with its supporting documents, as recorded before the updating must be kept for five years after the updating.

Période de conservation — cinq ans

(3) Toutefois, si ce renseignement requiert une mise à jour, sa version avant sa mise à jour doit être conservée pour une période de cinq ans après la mise à jour.

Record-keeping — five years

(4) A record, along with supporting documents, of information that applies only in respect of a given day, must be kept for five years after that given day.

Période de conservation — cinq ans

(4) Tout renseignement à conserver, documents à l'appui, qui s'applique seulement à l'égard d'un jour donné, doit être conservé pour une période de cinq ans suivant ce jour donné.

Document-keeping

(5) A document that is required to be kept under these Regulations must be kept for five years.

Conservation des documents

(5) Tout document à conserver en vertu du présent règlement est conservé pour une période de cinq ans.

Place kept

(6) The records and documents must be kept at the upstream oil and gas facility to which they relate or at another place in Canada where they can be inspected.

Lieu de conservation

(6) Ces renseignements et documents sont conservés dans l'installation de pétrole et de gaz en amont en cause ou dans un autre lieu au Canada où ils peuvent être examinés.

Provision of records

(7) On the Minister's request, the operator must, within 60 days after the day on which the request was made, provide any of the records or documents kept to the Minister.

Fourniture

(7) Sur demande du ministre, l'exploitant lui fournit, dans les soixante jours suivant la date de la demande, tout renseignement et document conservés.

Consequential Amendment to the Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)

57 The schedule to the *Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)*[1] is amended by adding the following in numerical order:

Item	Column 1 Regulations	Column 2 Provisions
30	*Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)*	**(a)** subsection 5(1) **(b)** section 6 **(c)** section 7 **(d)** section 8 **(e)** section 9 **(f)** section 10 **(g)** subsection 11(2) **(h)** section 12 **(i)** section 14 **(j)** section 15 **(k)** paragraphs 19(1)(a), (c), (d), (f), (g) and (h), subsection 19(2) and paragraphs 19(4)(b) and (c) **(l)** section 20 **(m)** section 21 **(n)** section 22 **(o)** section 25 **(p)** subsection 26(1) **(q)** section 27 **(r)** subsection 30(1) and (3) **(s)** subsection 32(1) **(t)** subsection 35(1) **(u)** section 36 **(v)** subsections 37(1) and (2) **(w)** section 38 **(x)** subsections 39(1) and (2) **(y)** section 42 **(z)** section 43 **(z.1)** subsection 47(1)

[1] SOR/2012-134

Modification corrélative au Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)

57 L'annexe du *Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*[1] est modifié par adjonction, selon l'ordre numérique, de ce qui suit :

Article	Colonne 1 Règlement	Colonne 2 Dispositions
30	*Règlement concernant la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)*	**a)** paragraphe 5(1) **b)** article 6 **c)** article 7 **d)** article 8 **e)** article 9 **f)** article 10(2) **g)** paragraphe 11(2) **h)** article 12 **i)** article 14 **j)** article 15 **k)** alinéas 19 (1)a) c), d), f), g) et h), paragraphe 19(2) et alinéas 19(4)b) **l)** article 20 **m)** article 21 **n)** article 22 **o)** article 25 **p)** paragraphe 26(1) **q)** article 27 **r)** paragraphes 30(1) et (3) **s)** paragraphe 32(1) **t)** paragraphe 35(1) **u)** article 36 **v)** paragraphes 37 (1) et (2) **w)** article 38 **x)** paragraphes 39 (1) et (2) **y)** article 42 **z)** article 43 **z.1)** paragraphe 47(1) **z.2)** article 48(1)

[1] DORS/2012-134

Item	Column 1 Regulations	Column 2 Provisions
		(z.2) section 48
		(z.3) section 49
		(z.4) subsection 50(3)
		(z.5) section 51
		(z.6) section 52
		(z.7) section 53

Coming into Force

January 1, 2020

58 (1) Subject to subsection (2), these Regulations come into force on January 1, 2020.

January 1, 2023

(2) Sections 26, 27 and 37 to 41 of these Regulations and paragraphs 32(p), (q), (v), (w) and (x) of the schedule to the *Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)*, as enacted by section 57 of these Regulations, come into force on January 1, 2023.

SCHEDULE 1

(Subsection 2(1) and 33(2))

Information for Extension of Period for Repair of Equipment Component

1 The name and civic address of the operator.

2 The name, job title, civic and postal addresses, telephone number and email address of the operator's authorized official.

3 The name, job title, civic and postal addresses, telephone number and email address of a contact person, if different from the authorized official.

4 The name of the facility and the federal and provincial identification numbers for the facility, if any, and its civic address or, if the civic address is not available,

(a) its latitude and longitude to the third decimal place;

(b) its location expressed to the nearest unit of the National Topographic System produced by the Department of Natural Resources; or

Article	Colonne 1 Règlement	Colonne 2 Dispositions
		z.3) article 49
		z.4) paragraphe 50(3)
		z.5) article 51(3)
		z.6) article 52
		z.7) article 53

Entrée en vigueur

1er janvier 2020

58 (1) Sous réserve du paragraphe (2), le présent règlement entre en vigueur le 1er janvier 2020.

1er janvier 2023

(2) Les articles 26, 27 et 37 à 41 du présent règlement et les alinéas 30p), q), v), w) et x) de l'annexe du *Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, édictés par l'article 57 du présent règlement, entrent en vigueur le 1er janvier 2023.

ANNEXE 1

(paragraphes 2(1) et 33(2))

Renseignements en vue d'obtenir une prolongation pour effectuer des réparations sur un composant d'équipement

1 Le nom et l'adresse municipale de l'exploitant.

2 Le nom, le titre du poste, les adresses municipale et postale, le numéro de téléphone et l'adresse courriel de l'agent autorisé de l'exploitant.

3 Le nom, le poste, les adresses municipale et postale, le numéro de téléphone et l'adresse courriel d'une personne-ressource, si elle n'est pas l'agent autorisé.

4 Le nom de l'installation, ses numéros d'identification provincial et fédéral, le cas échéant, et son adresse municipale ou, à défaut de celle-ci, l'un des renseignements suivants :

a) ses latitude et longitude, au millième près;

b) son lieu, exprimé à l'échelle de l'unité, selon le système national de référence cartographique établi par le ministère des Ressources naturelles;

(c) the legal subdivision within which the facility is located, if it is located in Manitoba, Saskatchewan or Alberta.

5 The date on which the next planned shutdown of the facility is to end.

6 The following information in respect of the equipment component for which the extension to the period by which it must be repaired is applied for:

(a) the identifier for the equipment component, along with its make and model, if that information is available;

(b) the name of its manufacturer, along with the manufacturing location;

(c) a description of the equipment component, including an explanation of its functions within the production processes of the facility and how those functions are carried out; and

(d) any other information that is relevant to determine whether it is technically feasible to complete the repair of the equipment component before the end of the next planned shutdown.

c) dans le cas d'une installation située au Manitoba, en Saskatchewan ou en Alberta, la subdivision officielle où elle se trouve.

5 La date de fin du prochain arrêt programmé.

6 Les renseignements ci-après sur le composant d'équipement pour lequel la période de prolongation en vue d'effectuer des réparation s'applique :

a) le cas échéant, l'identifiant du composant d'équipement ainsi que ses marque et modèle;

b) le nom de son fabricant et le lieu de sa fabrication;

c) la description du composant d'équipement, y compris une explication sur ses fonctions dans le processus de production dans l'installation et comment ceux-ci sont effectués;

d) tout autre renseignement pertinent pour décider si la réparation de la fuite avant la fin du prochain arrêt programmé est faisable techniquement.

SCHEDULE 2

(Subsection 40(2))

Information for Permit for Pneumatic Pumps

1 The name and civic address of the operator.

2 The name, job title, civic and postal addresses, telephone number and email address of the operator's authorized official.

3 The name, job title, civic and postal addresses, telephone number and email address of a contact person, if different from the authorized official.

4 The name of the facility and the federal and provincial identification numbers for the facility, if any, and its civic address or, if the civic address is not available,

(a) its latitude and longitude to the third decimal place;

(b) its location expressed to the nearest unit of the National Topographic System produced by the Department of Natural Resources; or

(c) the legal subdivision within which the facility is located, if it is located in Manitoba, Saskatchewan or Alberta.

5 The identifier for the pneumatic pump, along with its make and model and the name of its manufacturer, if that information is available.

ANNEXE 2

(paragraphe 40(2))

Renseignements visant l'obtention d'un permis pour une pompe pneumatique

1 Le nom et l'adresse municipale de l'exploitant.

2 Le nom, le titre du poste, les adresses municipale et postale, le numéro de téléphone ainsi que l'adresse courriel de l'agent autorisé de l'exploitant.

3 Le nom, le titre du poste, les adresses municipale et postale, le numéro de téléphone et l'adresse courriel d'une personne-ressource, si elle n'est pas l'agent autorisé.

4 Le nom de l'installation, ses numéros d'identification provincial et fédéral, le cas échéant, et son adresse municipale ou, à défaut de celle-ci, l'un des renseignements suivants :

a) ses latitude et longitude, au millième près;

b) son lieu, exprimé à l'échelle de l'unité, selon le système national de référence cartographique établi par le ministère des Ressources naturelles;

c) dans le cas d'une installation située au Manitoba, en Saskatchewan ou en Alberta, la subdivision officielle où elle se trouve.

5 Le cas échéant, l'identifiant de la pompe pneumatique ainsi que ses marque et modèle et le nom du fabricant.

SCHEDULE 3

(Subsections 54(1) and (3))

Information for Registration of a Facility

1 The name and civic address of the operator.

2 The name, job title, civic and postal addresses, telephone number and email address of the operator's authorized official.

3 The name, job title, civic and postal addresses, telephone number and email address of a contact person, if different from the authorized official.

4 The name of the facility, all provincial identification numbers that are related to the facility and used for reporting to provincial authorities, along with the facility's civic address or, if the civic address is not available,

(a) its latitude and longitude to the third decimal place;

(b) its location expressed to the nearest unit of the National Topographic System produced by the Department of Natural Resources; or

(c) the legal subdivision within which the facility is located, if it is located in Manitoba, Saskatchewan or Alberta.

5 If records, along with supporting documents, that are required to be made under these Regulations are not kept at the upstream oil and gas facility to which they relate, the civic address of the place where they are kept or, if the civic address is not available

(a) its latitude and longitude to the third decimal place;

(b) its location expressed to the nearest unit of the National Topographic System produced by the Department of Natural Resources; or

(c) the legal subdivision within which the facility is located, if it is located in Manitoba, Saskatchewan or Alberta.

6 For a facility that provides information to the Minister for its registration report by way of an approved entity, an indication of any type or subtype of the facility that is used by the entity for the purpose of classifying the facility.

ANNEXE 3

(paragraphes 54(1) et (3))

Renseignements visant l'enregistrement de l'installation

1 Le nom et l'adresse municipale de l'exploitant de l'installation.

2 Le nom, le titre du poste, les adresses municipale et postale, le numéro de téléphone ainsi que l'adresse courriel de l'agent autorisé de l'exploitant.

3 Le nom, le titre du poste, les adresses municipale et postale, le numéro de téléphone et l'adresse courriel d'une personne-ressource, si elle n'est pas l'agent autorisé.

4 Le nom de l'installation, tous les numéros d'identification provinciaux visant cette installation qui sont utilisés à des fins de rapports, et l'adresse municipale de l'installation ou, à défaut de celle-ci, l'un des renseignements suivants :

a) ses latitude et longitude, au millième près;

b) son lieu, exprimé à l'échelle de l'unité, selon le système national de référence cartographique établi par le ministère des Ressources naturelles;

c) dans le cas d'une installation située au Manitoba, en Saskatchewan ou en Alberta, la subdivision officielle où elle se trouve.

5 Pour tout renseignement consigné ainsi que les documents à l'appui à conserver en vertu du présent règlement qui ne sont pas conservés à l'installation de pétrole et de gaz en amont en cause, l'adresse municipale du lieu où ils sont conservés ou, à défaut de celle-ci, l'un des renseignements suivants :

a) ses latitude et longitude, au millième près;

b) son lieu, exprimé à l'échelle de l'unité, selon le système national de référence cartographique établi par le ministère des Ressources naturelles;

c) dans le cas d'une installation située au Manitoba, en Saskatchewan ou en Alberta, la subdivision officielle où elle se trouve.

6 Pour chaque installation qui fournit le rapport d'enregistrement au ministre par l'entremise d'une entité approuvée, les type et sous-type utilisés par l'entité pour la classification de l'installation.

REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

(This statement is not part of the Regulations.)

Executive summary

Issues: Greenhouse gas (GHG) emissions are contributing to a global warming trend that is associated with climate change. Oil and gas facilities account for 26% of Canada's total GHG emissions. These facilities are also Canada's largest emitters of methane, a potent GHG and a short-lived climate pollutant (SLCP) with a global warming potential more than 25 times that of carbon dioxide (CO_2).

Description: The *Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)* [the Regulations] will introduce control measures (facility and equipment standards) to reduce fugitive and venting emissions of hydrocarbons, including methane, from the upstream oil and gas sector.

Cost-benefit statement: Between 2018 and 2035, the cumulative GHG emission reductions attributable to the Regulations are estimated to be approximately 232 megatonnes of carbon dioxide equivalent (Mt CO_2e). Avoided climate change damages associated with these reductions are estimated at $11.6 billion. In addition, cumulative volatile organic compound (VOC) emission reductions are estimated to be 773 kt, with resulting health and environmental benefits estimated to be about $240 million. The total cost of the Regulations is estimated to be $3.9 billion, which will be offset in part by the recovery of 351 petajoules (PJ)[1] of natural gas, with an estimated value of $1.0 billion, resulting in expected net benefits of $8.9 billion.

"One-for-One" Rule and small business lens: The Regulations are expected to result in an increase in average annual administrative burden costs of about $1.8 million, or about $1,900 per business. The Regulations are therefore considered to be an "IN" under the Government of Canada's "One-for-One" Rule.

The small business lens applies and various flexibilities have been incorporated into the Regulations to address the concerns of small businesses. The Regulations will

[1] A petajoule is equal to one quadrillion (10^{15}) joules.

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

(Ce résumé ne fait pas partie du Règlement.)

Résumé

Enjeux : Les émissions de gaz à effet de serre (GES) contribuent à la tendance au réchauffement de la planète qui est associée aux changements climatiques. Les installations pétrolières et gazières produisent 26 % de toutes les émissions de GES au Canada. Ces installations sont également les plus grands émetteurs de méthane au Canada, le méthane étant un GES puissant et un polluant climatique de courte durée de vie (PCCDV) avec un potentiel de réchauffement planétaire d'au moins 25 fois plus grand que celui du dioxyde de carbone (CO_2).

Description : Le *Règlement concernant la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)* [le Règlement] introduira des mesures de contrôle (normes relatives aux installations et à l'équipement) pour réduire les émissions fugitives et d'évacuation d'hydrocarbures, y compris le méthane, provenant du secteur pétrolier et gazier en amont.

Énoncé des coûts et avantages : Entre 2018 et 2035, la réduction cumulative des émissions de GES attribuable au Règlement serait, selon les estimations, de quelque 232 mégatonnes d'équivalents en dioxyde de carbone (Mt d'éq. CO_2). Les dommages évités liés aux changements climatiques associés à cette réduction sont estimés à 11,6 milliards de dollars. De plus, la réduction cumulative des émissions de composés organiques volatils (COV) est estimée à 773 kt, avec des avantages sur le plan de la santé et de l'environnement estimés à environ 240 millions de dollars. Le coût total du Règlement est estimé à 3,9 milliards de dollars, lequel serait compensé en partie par la récupération de 351 pétajoules (PJ)[1] de gaz naturel, dont la valeur a été estimée à 1,0 milliard de dollars, résultant en des avantages nets escomptés de 8,9 milliards de dollars.

Règle du « un pour un » et lentille des petites entreprises : Le Règlement est susceptible de produire une augmentation moyenne annuelle des coûts liés au fardeau administratif de 1,8 million de dollars environ, soit à peu près 1 900 $ par entreprise. Le Règlement est par conséquent considéré comme souhaitable selon la règle du « un pour un » du gouvernement du Canada.

La lentille des petites entreprises s'applique, et diverses flexibilités ont été intégrées au Règlement pour atténuer les craintes de ces petites entreprises. Le coût

[1] Un pétajoule est égal à un quadrillion (10^{15}) de joules.

result in cumulative costs of approximately $30 million for small businesses, or $53,000 per small business.

Domestic and international coordination and cooperation: The Regulations will deliver on the Government of Canada's March 2016 commitment to reduce emissions of methane from the upstream oil and gas sector by 40% to 45% below 2012 levels by 2025. The Regulations are also consistent with Canada's commitments under the *Pan-Canadian Framework on Clean Growth and Climate Change*, in which Canada resolved to implement its commitment under the Paris Agreement, to take action to reduce methane emissions from the oil and gas sector. Harmonization with provincial measures has been incorporated into the Regulations to the extent possible.

cumulatif du Règlement serait de 30 millions de dollars environ pour les petites entreprises, ou de 53 000 $ pour chacune.

Coordination et coopération à l'échelle nationale et internationale : Le Règlement respectera l'engagement pris par le gouvernement du Canada en mars 2016 de réduire les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier en amont de 40 à 45 % en dessous des niveaux de 2012 d'ici 2025. Le Règlement est aussi conforme aux engagements pris par le gouvernement du Canada dans le *Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques* aux termes duquel il entend donner suite à son engagement au titre de l'Accord de Paris de prendre des mesures pour réduire les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier. L'harmonisation avec les mesures provinciales a été intégrée au Règlement dans la mesure du possible.

Background

Methane (CH_4) is a hydrocarbon gas that is the main component of natural gas. In its pure state, methane is a colourless, odourless flammable gas and is considered a toxic substance listed under Schedule 1 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (CEPA). It is a greenhouse gas (GHG) with a global warming potential 25 times greater than that of carbon dioxide (CO_2) over a 100-year period. Oil and gas facilities account for 26% of Canada's total GHG emissions and are Canada's largest industrial emitters of methane.[2] The majority of these emissions are released by fugitive (unintentional release) and venting (intentional release) sources.

GHG emissions are contributing to a global warming trend that is associated with climate change, which is projected to lead to changes in average climate conditions and extreme weather events. The impacts of climate change are expected to worsen as the global average surface temperature becomes increasingly warmer. Climate change impacts are of major concern for society: changes in temperature and precipitation can impact natural habitats, agriculture and food supplies, and rising sea levels can threaten coastal communities.

Methane is a short-lived climate pollutant, which has a relatively short lifespan in the atmosphere compared to CO_2 and other longer-lived GHGs. Considered over a

[2] National Inventory Report 1990-2015: Greenhouse gas sources and sinks in Canada

Contexte

Le méthane (CH_4) est un gaz d'hydrocarbure qui est le principal composant du gaz naturel. À l'état pur, il est incolore, inodore et inflammable, et il est considéré comme une substance toxique inscrite à l'annexe 1 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [LCPE]. C'est un gaz à effet de serre (GES) dont le potentiel de réchauffement planétaire est 25 fois supérieur à celui du dioxyde de carbone (CO_2) sur une période de 100 ans. Les installations pétrolières et gazières produisent 26 % des émissions totales de GES au Canada et constituent la principale source industrielle de méthane au pays[2]. La plus grande partie de ces émissions est rejetée par des sources d'émissions fugitives (rejets involontaires) et par l'évacuation des gaz (rejets intentionnels).

Les émissions de GES contribuent à une tendance au réchauffement planétaire qui est associée aux changements climatiques qui, selon les projections, modifieront les conditions climatiques moyennes et les phénomènes météorologiques extrêmes. Les répercussions des changements climatiques devraient s'aggraver au fur et à mesure que les températures moyennes de surface à l'échelle mondiale augmentent. Elles sont une préoccupation majeure pour la société, car les changements des régimes de températures et de précipitations peuvent avoir des impacts sur les habitats naturels, l'agriculture et l'approvisionnement alimentaire, et la hausse du niveau de la mer peut menacer les communautés côtières.

Le méthane est un polluant climatique de courte durée de vie, qui persiste relativement peu longtemps dans l'atmosphère comparativement au CO_2 et à d'autres GES de

[2] Rapport d'inventaire national 1990-2015: Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada

20-year period, methane has a global warming potential more than 70 times that of CO_2 (compared to 25 times over a 100-year period). Atmospheric levels of methane thus respond relatively quickly to changes in emissions since they are removed quickly from the atmosphere. As a result of the potency and short lifespan of methane, reducing emissions has the potential to bring significant near-term climate benefits.

longue durée. Considéré sur une période de 20 ans, le méthane a un potentiel de réchauffement planétaire de plus de 70 fois celui du CO_2 (comparé à 25 fois sur une période de 100 ans). Les concentrations atmosphériques de méthane réagissent donc relativement vite aux variations des émissions étant donné qu'elles sont éliminées rapidement de l'atmosphère. En raison du potentiel de réchauffement planétaire du méthane et de sa courte durée de vie, la réduction des émissions est susceptible d'apporter des avantages importants pour le climat à très court terme.

International and domestic commitments

At the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) conference in December 2015, the international community, including Canada, adopted the Paris Agreement, an accord intended to reduce global greenhouse gas emissions with a long-term goal of limiting the rise in global average temperature well below 2°C above pre-industrial levels and to aim to limit the temperature increase to 1.5°C. As part of its Nationally Determined Contribution (NDC) commitment under the Paris Agreement, Canada pledged to reduce national GHG emissions by 30% below 2005 levels by 2030.

On December 9, 2016, Prime Minister Trudeau, along with most first ministers of Canada, agreed to the *Pan-Canadian Framework on Clean Growth and Climate Change* (Pan-Canadian Framework).[3] The Pan-Canadian Framework was developed to establish a path forward to meet Canada's commitments under the Paris Agreement. Within the Pan-Canadian Framework, the Government of Canada committed to various climate actions, including regulatory measures to take action on short-lived climate pollutants such as methane. To complement the Pan-Canadian Framework, the Government of Canada developed the Strategy on short-lived climate pollutants (SLCPs) in 2017 which aims to generate reductions from all key SLCP emission sources (e.g. methane, hydrofluorocarbons, and black carbon), including methane from oil and gas, and coordinate government mitigation efforts.[4]

In March 2016, Canada adopted a target to reduce emissions of methane from its oil and gas sectors by 40% to 45% below 2012 levels by 2025.[5] To achieve this target, Canada committed to introducing federal regulations to

Engagements nationaux et internationaux

À la conférence de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) tenue en décembre 2015, la communauté internationale, et notamment le Canada, a conclu l'Accord de Paris, qui vise à réduire les émissions de GES dans le monde afin de limiter à long terme la hausse de la température moyenne de la planète bien en deçà de deux degrés Celsius (2 °C) au-dessus des niveaux préindustriels et de limiter l'augmentation de la température à 1,5 °C. Dans le cadre de son engagement à titre de contribution déterminée au niveau national aux termes de l'Accord de Paris, le Canada a promis de réduire d'ici 2030 les émissions nationales de GES de 30 % par rapport aux niveaux de 2005.

Le 9 décembre 2016, le premier ministre Trudeau ainsi que la plupart des premiers ministres du Canada ont convenu d'un *Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques* (le Cadre pancanadien)[3]. Ce cadre a été conçu dans le but d'établir une voie à suivre pour respecter les engagements du Canada aux termes de l'Accord de Paris. Le gouvernement du Canada s'est engagé dans le Cadre pancanadien à prendre diverses mesures relatives au climat, dont des mesures réglementaires à l'endroit des polluants climatiques de courte durée de vie, comme le méthane. Afin de complémenter le Cadre pancanadien, le gouvernement du Canada a développé la Stratégie de lutte contre les polluants climatiques de courte durée de vie (PCCDV) en 2017, qui vise à réduire les émissions de PCCDV de l'ensemble des sources importantes de PCCDV (par exemple le méthane, les hydrofluorocarbures et le carbone noir), y compris le méthane provenant du pétrole et du gaz, et à coordonner les mesures d'atténuation du gouvernement[4].

En mars 2016, le Canada s'est fixé comme cible de ramener, d'ici 2025, les émissions de méthane de son secteur pétrolier et gazier de 40 % à 45 % sous les niveaux de 2012[5]. Pour atteindre cette cible, le Canada s'est engagé à

[3] Pan-Canadian Framework on Clean Growth and Climate Change

[4] Strategy on Short-Lived Climate Pollutants – 2017

[5] United States–Canada Joint Statement on Climate, Energy, and Arctic Leadership

[3] Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques

[4] Stratégie de lutte contre les polluants climatiques de courte durée de vie 2017

[5] Déclaration commune du Canada et des États-Unis sur le climat, l'énergie et le rôle de leadership dans l'Arctique

reduce methane emissions from oil and gas facilities.[6] This commitment was reaffirmed in the Pan-Canadian Framework.

Hydrocarbons, natural gas and crude oil

Natural gas and crude oil are blends of various hydrocarbons extracted from deposits or reservoirs found beneath the surface of the earth and ocean floors. Hydrocarbons are molecules in various combinations of carbon and hydrogen. Hydrocarbons can be gas or liquid depending on their physical properties. Crude oil facilities extract liquid hydrocarbons, which can then be refined into gasoline, diesel, fuel oils, kerosene, jet fuel and other fuels, in addition to asphalt and road oil. Natural gas is a mixture consisting mostly of methane and is often used as fuel or to make materials and chemicals. Natural gas facilities extract, process and transport hydrocarbon gas. Natural gas and crude oil can often be found in association with each other in the same reservoir. As a result, crude oil facilities may also produce some natural gas, while natural gas facilities may also extract certain liquid hydrocarbons.

Emission sources in the oil and gas sector

The oil and gas industry encompasses many activities, from "upstream" activities, such as exploration, drilling, production and field processing, to "downstream" activities, such as petroleum refining and bulk storage and distribution of refined petroleum products. In 2014, close to 90% of methane emissions from the oil and gas sector originated from upstream activities. Major sources of hydrocarbon gas emissions from the upstream oil and gas sector are described below.

Facility production venting: General venting emissions from oil and gas facilities occur during the production process. This includes emissions from wellhead casings, processing equipment, and storage tanks. Releasing methane directly into the atmosphere has significant climate change consequences in comparison to flaring (burning) methane due to methane's elevated global warming potential. Flaring converts methane into carbon dioxide, which has a much lower global warming potential.

[6] Leaders' Statement on a North American Climate, Clean Energy, and Environment Partnership

introduire un règlement afin de réduire les émissions de méthane des installations pétrolières et gazières[6]. Cet engagement a été réitéré dans le Cadre pancanadien.

Hydrocarbures, gaz naturel et pétrole brut

Le gaz naturel et le pétrole brut sont des mélanges de divers hydrocarbures extraits de dépôts ou de réservoirs qui se trouvent sous la surface de la terre et des planchers océaniques. Les hydrocarbures sont des molécules dans diverses combinaisons de carbone et d'hydrogène. Les hydrocarbures peuvent être gazeux ou liquides selon leurs propriétés physiques. Les installations de pétrole brut extraient des hydrocarbures liquides qui peuvent ensuite être raffinés pour donner de l'essence, du carburant diesel, du mazout, du kérosène, du carburéacteur et autres carburants ainsi que de l'asphalte et du bitume routier. Le gaz naturel est un mélange formé surtout de méthane qui est souvent utilisé comme carburant ou pour la fabrication de matériaux et de produits chimiques. Les installations productrices de gaz naturel extraient, traitent et transportent les gaz d'hydrocarbures. Le gaz naturel et le pétrole brut sont souvent associés l'un à l'autre dans le même réservoir. Il s'ensuit que les installations produisant du pétrole brut peuvent aussi produire une certaine quantité de gaz naturel, et que les installations de gaz naturel peuvent aussi extraire certains hydrocarbures liquides.

Sources d'émissions dans le secteur pétrolier et gazier

L'industrie pétrolière et gazière comprend de nombreuses activités, depuis les activités « en amont » comme l'exploration, le forage, la production et le traitement sur le terrain, aux activités « en aval », comme le raffinage du pétrole et le stockage en vrac et la distribution des produits pétroliers raffinés. En 2014, près de 90 % des émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier provenaient d'activités en amont. Les principales sources d'émissions de gaz d'hydrocarbures du secteur pétrolier et gazier en amont sont décrites ci-après.

Évacuation des gaz de production des installations : Les émissions générales d'évacuation des installations pétrolières et gazières se produisent pendant le procédé de production. Cela inclut les émissions provenant du tubage des têtes de puits, de l'équipement utilisé pour le traitement et des réservoirs. Le rejet direct de méthane dans l'atmosphère a des conséquences significatives sur le changement climatique comparativement au torchage (brûlage à la torche) de méthane, étant donné le potentiel de réchauffement planétaire élevé du méthane. Le torchage transforme les rejets de méthane en dioxyde de carbone, qui a un potentiel de réchauffement planétaire beaucoup moins élevé.

[6] Déclaration des leaders sur le partenariat nord-américain en matière de climat, d'énergie propre et d'environnement

Fugitive equipment leaks: Fugitive leaks may occur as a result of poor maintenance or regular wear and tear of equipment at all stages of production and processing of oil and gas. Leaks of gas or vapour may originate from equipment piping components such as valves, flanges, and connectors.

Fuites fugitives de l'équipement : L'entretien inadéquat de l'équipement ou son usure normale peuvent donner lieu à des émissions fugitives à tous les stades de production et de traitement du pétrole et du gaz. Des fuites de gaz ou de vapeur peuvent provenir de composants d'équipement de conduites, comme les vannes, les brides et les raccords.

Well completion involving hydraulic fracturing: Well completion is the process of making a new well ready for production or stimulating an existing well to improve production, often through the use of hydraulic fracturing (or refracturing) techniques. Involving hydraulic fracturing, the well bore and formation must be cleaned of debris and fracturing fluid, a process that involves sending the well flowback material to an open pit or tank for disposal. Natural gas that is extracted along with the flowback material during this process is sometimes directly vented into the atmosphere.

Complétion de puits impliquant la fracturation hydraulique : La complétion de puits est le processus qui consiste à préparer un nouveau puits pour le mettre en production ou à stimuler un puits existant pour en améliorer la production, souvent en utilisant des techniques de fracturation (ou de refracturation) hydraulique. En impliquant la fracturation hydraulique, le puits de forage et la formation doivent être nettoyés des débris et des fluides de fracturation, un processus qui consiste à envoyer le reflux du puits dans une fosse ouverte ou un réservoir pour élimination. Le gaz naturel extrait, ainsi que les matériaux du reflux, sont parfois évacués directement dans l'atmosphère durant ce processus.

Pneumatic controllers and pumps: Pneumatic controllers are used in the oil and gas industry to maintain and control parameters in the operations process, such as temperature, pressure, flow or liquid level, while pneumatic pumps are used to pump chemicals. It is common practice to use high-pressure field gas to operate these pneumatic devices.[7] In gas-driven pneumatic devices, natural gas may be released into the atmosphere with every instrument actuation, or continuously from the device.

Régulateurs et pompes pneumatiques : Des régulateurs pneumatiques sont utilisés dans l'industrie du pétrole et du gaz pour maintenir et contrôler des paramètres du procédé d'exploitation, comme la température, la pression, le débit ou le niveau de liquide, tandis que des pompes pneumatiques sont utilisées pour pomper des produits chimiques. Il est d'usage courant d'utiliser du gaz à haute pression provenant du sol[7] pour faire fonctionner ces dispositifs pneumatiques. Chaque fois qu'un dispositif pneumatique fonctionnant au gaz naturel est mis en marche, ou pendant son fonctionnement, du gaz peut être rejeté dans l'atmosphère.

Compressors: Compressors are mechanical devices that increase the pressure of natural gas and allow it to be transported from the well site where it is produced, through a system of smaller flow lines and field processing facilities to a larger pipeline system for eventual delivery to the consumer. Compressors can vent gas during regular use and venting increases as internal components wear.

Compresseurs : Les compresseurs sont des dispositifs mécaniques qui augmentent la pression du gaz naturel et permettent de le transporter depuis le puits de production, par un réseau de conduites de faible diamètre et d'installations de traitement sur le terrain, jusqu'à un réseau de pipelines de plus gros diamètre pour livraison éventuelle au consommateur. Les compresseurs peuvent évacuer du gaz au cours de leur utilisation régulière et l'évacuation des gaz augmente à mesure que les composants internes s'usent.

Domestic emission control measures

Mesures nationales de réduction des émissions

Presently, there are no federal regulations established to regulate GHG emissions from the upstream oil and gas sector. Existing provincial instruments have the effect of controlling some methane emissions in British Columbia, Alberta and Saskatchewan, where the majority of onshore oil and gas activities occur. There are joint federal and provincial instruments for the offshore oil and gas sector in place for Nova Scotia and Newfoundland and Labrador. The Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP)

Il n'existe pas à l'heure actuelle de règlement fédéral régissant les émissions de GES du secteur pétrolier et gazier en amont. Les outils provinciaux existants, soit en Colombie-Britannique, en Alberta et en Saskatchewan, où se déroule la majorité des activités pétrolières et gazières en mer, ont pour effet de limiter en partie les émissions de méthane. La Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve-et-Labrador ont mis en place des mesures conjointes fédérales et provinciales pour réglementer le secteur extracôtier du pétrole et

[7] High-pressure field gas refers to raw gas at high pressure that is extracted from the ground.

[7] « Gaz à haute pression provenant du sol » renvoie au gaz brut à haute pression qui est extrait du sol.

also has guidelines for flaring. However, these provincial instruments are not consistent across jurisdictions and do not cover all sources of fugitive and venting emissions.

In British Columbia, the *Flaring and Venting Reduction Guideline* applies to the flaring, incineration and venting of natural gas at well sites, facilities and pipelines. Other requirements exist for industry reporting of GHG emissions. To date, sources of venting and fugitive emissions in the oil and gas sector in British Columbia have not been subject to the provincial government's carbon tax.

Alberta's Directive 060 imposes gas conservation requirements by setting restrictions on incineration and venting in the province at all petroleum industry wells and facilities. Venting reduction through solution gas conservation or gas flaring is based on reported vented emissions from the entire facility.[8] Reported vented volumes include volumes from process vents, tank vents, and surface casing vents, but exclude venting from pneumatic instrumentation and pneumatic pumps. Further, Alberta has implemented the *Carbon Competitiveness Incentive Regulation* (CCIR) to replace the *Specified Gas Emitters Regulations* (SGER) which applies a system of output-based allocations to large emitters. These regulations will be phased in over a three-year period beginning in 2018.

Saskatchewan's Directive S-10 sets out requirements for the reduction of flaring and venting of associated gas, applicable to oil wells, associated gas processing plants, and any wells that vent, flare, or incinerate associated gas. Likewise, Saskatchewan's Directive S-20 provides performance requirements and specification for equipment spacing and setback distance specifications for oil and gas flaring and incineration, applicable to licensed wells and facilities. The S-10 and S-20 directives set out the main provincial requirements governing venting and flaring emissions.

In Canada's offshore areas, venting and flaring are regulated through the *Drilling and Production Regulations* made under *Canada Oil and Gas Operations Act*, as well

[8] Solution gas is natural gas which is dissolved in the reservoir along with crude oil, condensates and water.

du gaz. L'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) a aussi des lignes directrices sur le torchage. Cependant, ces outils provinciaux ne sont pas cohérents d'une province à l'autre et ne couvrent pas toutes les sources d'émissions fugitives et d'évacuation.

En Colombie-Britannique, les lignes directrices sur la réduction du torchage et de l'évacuation (*Flaring and Venting Reduction Guideline*) s'appliquent au torchage, à l'incinération et à l'évacuation du gaz naturel aux puits, dans les installations et dans les pipelines. D'autres exigences existent au sujet de la déclaration des émissions de GES par l'industrie. À ce jour, les sources d'émissions fugitives et d'évacuation du secteur pétrolier et gazier en Colombie-Britannique ne sont pas assujetties à la taxe sur le carbone dans la province.

La Directive 060 de l'Alberta impose des exigences en matière de conversion de gaz en établissant des restrictions à l'endroit de l'incinération et de l'évacuation à toutes les installations et à tous les puits de l'industrie pétrolière en Alberta. La réduction des émissions d'évacuation par la conservation du gaz naturel dissous[8] ou le torchage est basée sur les émissions d'évacuation déclarées pour l'ensemble de l'installation. Les volumes évacués déclarés incluent les volumes des évents du procédé, des évents des réservoirs et des évents du tubage de surface, mais non les émissions d'évacuation provenant des pompes et instruments pneumatiques. De plus, l'Alberta a adopté une réglementation prévoyant des mesures incitatives pour la réduction des émissions de carbone et des répercussions sur la compétitivité des entreprises (*Carbon Competitiveness Incentive Regulation*) qui remplace le règlement sur les émetteurs de gaz désignés (*Specified Gas Emitters Regulation*) et son système d'allocations fondées sur la production et destinées aux grands émetteurs. Le nouveau Règlement entrera en vigueur progressivement au cours d'une période de trois ans, à compter de 2018.

La Directive S-10 de la Saskatchewan énonce les exigences relatives à la réduction du brûlage et à l'évacuation du gaz associé et s'applique aux puits de pétrole, aux usines de traitement du gaz associé et à tous les puits qui évacuent, brûlent ou incinèrent du gaz associé. De même, la Directive S-20 prévoit les exigences en matière de rendement et les spécifications ayant trait à l'espacement de l'équipement et à la distance de retrait pour l'incinération et le brûlage du pétrole et du gaz qui s'appliquent aux installations et aux puits ayant une licence. La Directive S-10 et la Directive S-20 sont les principales exigences provinciales régissant les émissions d'évacuation et de torchage.

Dans les régions extracôtières du Canada, les émissions d'évacuation et de torchage sont réglementées par le *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de*

[8] Le gaz naturel dissous est dissous dans le réservoir avec du pétrole brut, des condensats et de l'eau.

as the following Accord Acts: the *Canada-Newfoundland and Labrador Atlantic Accord Implementation Act*, and the *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act*. Venting, flaring and total emissions limits and related mitigation measures are determined on a project by project basis and outlined in the project's resource management plan and environmental protection plan. These limits are approved by the relevant offshore regulator as part of the project authorization process.

gaz au Canada pris au titre de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* ainsi que les Lois d'Accord suivantes : la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada — Terre-Neuve-et-Labrador* et la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada — Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*. Les limites applicables aux émissions d'évacuation, aux émissions de torchage et aux émissions totales ainsi que les mesures d'atténuation connexes sont déterminées pour chaque projet, et décrites dans le plan de gestion des ressources et le plan de protection de l'environnement du projet. Ces limites sont approuvées par l'organisme de réglementation concerné en matière de projets extracôtiers dans le cadre du processus d'autorisation des projets.

The Canadian Standards Association (CSA) develops voluntary codes some of which apply to the oil and gas sector. The *Fugitive Emissions and Venting* code specifies criteria to address fugitive and vented emissions from point sources from pipelines, wells and facilities in the upstream oil and gas sector. These standards specify criteria to develop emission reduction practices and programs.

L'association canadienne de normalisation (ACN) élabore des codes volontaires, et certaines de ces normes s'appliquent au secteur pétrolier et gazier. Le code des émissions fugitives et d'évacuation spécifie des critères pour traiter les émissions fugitives et évacuées provenant de sources ponctuelles des pipelines, des puits et des installations dans le secteur pétrolier et gazier en amont. Ces normes précisent des critères pour élaborer des pratiques et des programmes de réduction des émissions.

Issues

GHGs, including methane and CO_2, are contributing to a global warming trend that is associated with climate change. The largest source of GHG emissions in Canada is the extraction and processing of fossil fuels. The latest emissions data available indicate that GHG emissions from the oil and gas sector in Canada amounted to 189 Mt CO_2e in 2015, accounting for 26% of total GHG emissions.[9] The oil and gas sector is also the largest contributor to methane emissions in Canada. Methane emissions from the oil and gas sector make up approximately 6% of Canada's total GHG emissions. Methane is also a short-lived climate pollutant with a global warming impact more than 70 times greater than CO_2 over a 20-year time period, making methane emissions a significant contributor to near-term global warming.

Current measures do not sufficiently control fugitive and venting methane emissions from the oil and gas sector. Without immediate action, it is expected that these fugitive and venting methane emissions in Canada will continue to be released at high levels of about 45 Mt CO_2e per year between 2018 and 2035.[10]

Enjeux

Les GES, notamment le méthane et le CO_2, contribuent à la tendance au réchauffement planétaire associé au changement climatique. La source la plus importante d'émissions de GES au Canada est l'extraction et la transformation des combustibles fossiles. Les données les plus récentes sur les émissions disponibles indiquent que les émissions de GES du secteur pétrolier et gazier au Canada ont atteint 189 Mt d'éq. CO_2 en 2015, et représentent 26 % des émissions totales de GES[9]. Le secteur pétrolier et gazier est également le plus important contributeur aux émissions de méthane au Canada. Les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier représentent environ 6 % des émissions de GES totales du Canada. Le méthane est également un polluant climatique de courte durée de vie dont l'impact sur le réchauffement climatique est plus de 70 fois supérieur au CO_2 sur une période de 20 ans, ce qui fait des émissions de méthane un facteur important du réchauffement climatique à court terme.

Les mesures actuelles ne permettent pas d'assurer un contrôle suffisant des émissions fugitives et d'évacuation du secteur pétrolier et gazier. À défaut d'une intervention immédiate, les émissions fugitives et d'évacuation de méthane continueront d'augmenter pour atteindre environ 45 Mt d'éq. CO_2 par année au Canada entre 2018 et 2035[10].

---

[9] National Inventory Report 1990-2015: Greenhouse gas sources and sinks in Canada

[10] Canada's 2016 reference case greenhouse gas emissions reference case

[9] Le rapport d'inventaire national 1990-2015 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada

[10] Scénario de référence des émissions de gaz à effet de serre de 2016 pour le Canada

Objectives

The *Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)* [the Regulations] aim to meet Canada's commitment to reduce methane emissions from the oil and gas sector by 40–45% of 2012 levels by 2025. By meeting this objective, the Regulations will achieve significant reductions in GHG emissions through reductions in fugitive and venting emissions of hydrocarbon gases from the upstream oil and gas sector, thereby reducing future methane releases to the environment. This will reduce Canadian GHG emissions and help limit increases in global average temperatures, contributing to Canada's international obligations to combat climate change. In addition, as methane is a short-lived climate pollutant with significant near-term climate impacts, these reductions will contribute to slowing the rate of near-term global warming.

Description

The Regulations will impose both general facility standards and standards that depend on a facility producing and receiving (potential to emit) at least 60 000 m^3 of hydrocarbon gas in a year. The standards relate to production processes and equipment and will result in the reduction of methane and targeted VOCs emissions from the upstream oil and gas sector. These provisions will directly impact oil and gas facilities that contain equipment covered by the Regulations, such as:

- *Oil and gas wells*: Sites where a hole is drilled in the earth designed to produce crude oil or natural gas as part of extraction operations.
- *Oil and gas batteries*: A system or arrangement of tanks or other surface equipment receiving oil or gas from one or more wells.
- *Natural gas processing plants*: A plant where produced gas is processed by separating the various hydrocarbons and fluids from pure natural gas to produce gas that is ready for sale.
- *Compressor stations*: These stations have equipment that is used to increase the pressure of the gas received from a well, battery, gathering system or transmission pipeline for delivery of natural gas to processing, storage or markets.
- *Pipelines*: A network of pipes used to transport gases and liquids other than for local distribution purposes.

Objectifs

Le *Règlement concernant la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)* [le Règlement] vise à respecter l'engagement du Canada de réduire les émissions de méthane provenant du secteur pétrolier et gazier de 40 à 45 % sous les niveaux de 2012 d'ici 2025. En atteignant cet objectif, le Règlement vise à réduire considérablement les émissions de GES en réduisant les émissions fugitives et d'évacuation de gaz d'hydrocarbures du secteur pétrolier et gazier en amont et, par le fait même, les éventuels rejets de méthane dans l'environnement. Cette mesure réduira les émissions de GES du Canada et aidera à limiter la hausse des températures moyennes dans le monde, contribuant ainsi aux obligations internationales du Canada sur le plan de la lutte contre les changements climatiques. De plus, comme le méthane est un polluant climatique à courte durée de vie qui a d'importants impacts climatiques à court terme, ces réductions contribueront à ralentir le réchauffement planétaire à court terme.

Description

Le Règlement imposera à la fois des normes générales relatives aux installations et des normes qui dépendent d'une installation produisant et recevant (potentiel d'émission) au moins 60 000 m^3 de gaz d'hydrocarbures au cours d'une année. Les normes concernent les procédés et l'équipement de production et permettront de réduire les émissions de méthane et les émissions de COV ciblés du secteur pétrolier et gazier en amont. Ces dispositions auront des conséquences directes sur les installations pétrolières et gazières dotées des équipements visés par le Règlement, comme :

- *Les puits de pétrole et de gaz* : sites où un trou a été foré dans le sol à des fins de production de pétrole brut ou de gaz naturel dans le cadre d'activités d'extraction.
- *Les batteries pétrolières et gazières* : réseau ou groupe de réservoirs ou d'autre équipement de surface qui reçoit du pétrole ou du gaz d'un ou de plusieurs puits.
- *Les installations de traitement du gaz naturel* : installation où le gaz produit est traité au moyen d'un procédé séparant les divers hydrocarbures et fluides du gaz naturel pur à des fins de production de gaz prêt à la vente.
- *Les stations de compression* : stations dotées d'équipements utilisés pour augmenter la pression du gaz provenant d'un puits, d'une batterie, d'un système de collecte ou d'un pipeline de transport à des fins de livraison, de traitement, d'entreposage ou de commercialisation du gaz naturel.
- *Les pipelines* : réseau de conduites servant au transport de gaz et de liquides pour des besoins autres que la distribution locale.

The following standards apply to facilities with a potential to emit above 60 000 m^3:

- *Facility production venting*: As of January 1, 2023, upstream oil and gas facilities exceeding the potential to emit threshold in the previous 12 months will be required to meet the venting requirements. These requirements do not apply to non-routine activities such as emergencies or blowdowns; however, records must be kept for this non-routine venting. In situations where the total amount of gas vented, flared and sold at a facility (excluding that used on site as fuel) is less than 40 000 m^3 per year (termed the surplus gas threshold), the facility will not be required to implement any venting reduction measures. However if the surplus gas threshold of 40 000 m^3 per year is exceeded, venting of hydrocarbons is limited to an average of 1 250 m^3 per month. Facilities subject to the venting limit will be required to capture the gas and either use it on site, reinject it underground, send it to a sales pipeline, or route it to a destruction device such as a flare. Operators of conventional heavy oil production facilities who estimate, rather than directly measure, their gas production volumes will be required to adhere to a more robust gas estimation protocol.
- *Leak detection and repair*: Upstream oil and gas facilities, except single wellheads (both with and without metering on the wellhead), and valve sites on transmission pipelines will be required to implement leak detection and repair (LDAR) programs as of January 1, 2020. Inspections will be required three times per year, and corrective action will be required if leaks are discovered. Leaks will need to be repaired within 30 days (if repairs are possible without shutting down the equipment). If it is not possible to conduct repairs without shutting down the equipment, the facility operator will be required to schedule a shutdown to take corrective action before the volume of gas from all leaks is larger than the volume of gas that will be released by shutting down the equipment. If the facility is located offshore and the equipment cannot be repaired while operating, corrective action will need to be taken within 730 days. A renewable permit, if granted by the Minister of the Environment (the Minister), can allow additional time for repairs to be completed.
- *Pneumatic controllers*: Facilities will be required to use pneumatic controllers that emit below 0.17 m^3 per hour. This is not applicable when emissions are routed to control equipment or when the need for a higher-emitting controller is demonstrated as of January 1, 2023.
- *Pneumatic pumps*: Pumps will be prohibited from emitting hydrocarbon gas at sites where liquid pumping exceeds 20 L per day as of January 1, 2023.

Normes s'appliquant aux installations ayant un potentiel d'émission au-delà de 60 000 m^3 :

- *Évacuation des gaz de production des installations* : À compter du 1er janvier 2023, les installations pétrolières et gazières en amont qui dépasseront le seuil de potentiel d'émission au cours des 12 derniers mois devront satisfaire aux exigences d'évacuation des gaz. Ces exigences ne s'appliquent pas aux activités inhabituelles telles que les urgences ou les purges; cependant, des renseignements doivent être consignés pour cette évacuation non routinière. Dans les situations où la quantité totale de gaz évacués, torchés et vendus dans une installation (excluant les gaz utilisés sur le site comme combustible) est inférieure à 40 000 m^3 par année (nommé le seuil de gaz excédentaire), l'installation ne sera pas tenue d'instaurer des mesures de réduction d'évacuation des gaz. Cependant, si le seuil de gaz excédentaire de 40 000 m^3 par an est dépassé, l'évacuation des gaz d'hydrocarbures est limitée à une moyenne de 1 250 m^3 par mois. Les installations soumises à la limite d'évacuation seront tenues de capter le gaz et soit de l'utiliser sur place, de le réinjecter dans le sol, de l'envoyer à un pipeline marchand, soit de l'acheminer vers un dispositif d'élimination comme une torchère. Les exploitants d'installations de production classique de pétrole lourd qui estiment, plutôt que de mesurer directement, leurs volumes de production de gaz devront se conformer à un protocole d'estimation des gaz plus approfondi.
- *Détection et réparation des fuites* : les installations pétrolières et gazières en amont, sauf les têtes de puits uniques (à la fois celles avec et sans dispositif de mesure) et les vannes le long des pipelines de transport devront mettre en œuvre un programme de détection et de réparation des fuites (DRF) à compter du 1er janvier 2020. Des inspections devront être effectuées trois fois par année et des mesures correctives seront nécessaires si des fuites étaient découvertes. Les fuites devront être réparées dans les 30 jours (si des réparations sont possibles sans arrêter l'équipement). S'il est impossible d'effectuer les réparations sans arrêter l'équipement, l'exploitant de l'installation devra programmer une coupure pour prendre des mesures correctives avant que le volume de gaz de toutes les fuites soit plus grand que le volume de gaz qui sera libéré en fermant l'équipement. Si l'installation est située au large des côtes et que l'équipement ne peut être réparé pendant son exploitation, des mesures correctives devront être prises dans les 730 jours. Un permis renouvelable peut être accordé par le ministre de l'Environnement (le ministre) pour allouer plus de temps pour terminer les réparations.
- *Régulateurs pneumatiques* : les installations devront utiliser des régulateurs pneumatiques dont les émissions sont inférieures à 0,17 m^3 par heure, sauf dans le cas où le régulateur est muni d'un dispositif de contrôle des émissions ou si la nécessité d'un régulateur à

émissions élevées est prouvée, à compter du 1er janvier 2023.

- *Pompes pneumatiques* : les pompes ne seront pas autorisées à émettre des gaz d'hydrocarbures à des sites où plus de 20 L de liquide sont pompés par jour à compter du 1er janvier 2023.

The following standards apply to all facilities:

- *Well completion involving hydraulic fracturing*: These sites will be required to conserve or destroy gas instead of venting as of January 1, 2020. This standard will not apply to British Columbia or Alberta, where existing provincial measures cover these activities, and will not apply in cases where the gas does not have sufficient heating value to support combustion.
- *Compressors:* All compressors with a rated brake power over 75 kW will be required to conserve, destroy, or meet the applicable limits. Emissions from compressor vents will require either measurement at least once per year or continuous monitoring of the flow rate of hydrocarbon gas emissions will be required from sealing systems, as of January 1, 2020. Corrective action will be required if those emissions exceed the limit applicable to the compressor, which depends on the installation date, the type of compressor and rated brake power.

Normes s'appliquant à l'ensemble des installations :

- *Complétion de puits impliquant la fracturation hydraulique* : À compter du 1er janvier 2020, ces sites seront tenus de conserver ou de détruire le gaz au lieu de l'évacuer. Cette norme ne s'appliquera pas à la Colombie-Britannique et à l'Alberta, où des mesures provinciales couvrent ces activités, et ne s'appliquera pas non plus dans le cas où le pouvoir calorifique du gaz ne lui permet pas d'assurer la combustion.
- *Compresseurs* : Tous les compresseurs ayant une puissance au frein nominale de plus de 75 kW devront conserver, détruire ou respecter les limites applicables. Les émissions provenant des évents d'un compresseur nécessiteront soit des mesures au moins une fois par année, ou une surveillance continue du débit des émissions de gaz d'hydrocarbures sera exigée des systèmes d'étanchéité, à compter du 1er janvier 2020. Des mesures correctives seront nécessaires si ces émissions dépassent la limite applicable au compresseur, qui dépend de la date de l'installation, le type de compresseur et la puissance au frein nominale.

All upstream oil and gas facilities will be required to register and keep records to demonstrate compliance with the Regulations. Facilities will also be required to submit reports at the request of the Minister.

Toutes les installations pétrolières et gazières en amont seront tenues de s'enregistrer et de consigner les renseignements démontrant leur conformité au Règlement. De plus, les installations devront présenter des rapports à la demande du ministre.

The Department made notable modifications to the proposed Regulations in response to extensive consultation with stakeholders and departmental analysis of their feedback. The revisions are summarized in Table 1. Further information and analysis of these changes can be located in the Consultation section below.

Le Ministère a apporté d'importantes modifications au projet de règlement après avoir mené une vaste consultation auprès d'intervenants et analysé les commentaires recueillis. Le résumé de ces modifications est présenté au tableau 1. D'autres informations et une analyse de ces modifications sont présentées dans la section Consultation ci-dessous.

Table 1: Summary of modifications from the proposed Regulations

Standard	Modifications made from proposed Regulations
Facility production venting	The facility venting limit was increased from 250 m^3 to 1 250 m^3 per month.
	A method has been added to enhance quantification of estimated gas volumes.
Leak detection and repair	An allowance was added for alternate leak detection methods and instruments for LDAR if their use results in emission reductions equivalent to the reductions that would be achieved with the required inspection program.
	Exemptions have been added for valve stations on pipelines and single wellheads with metering.
	Additional time to complete repairs may now be granted through a permit.
	A requirement has been added for LDAR at abandoned wells if they are part of a covered facility.

Standard	Modifications made from proposed Regulations
Well completion involving hydraulic fracturing	An allowance was added for venting when the gas cannot sustain combustion.
Pneumatic controllers and pumps	An exemption was added for sites when propane for use in pneumatics is brought on-site. Zero-bleed pneumatic controllers are no longer required at any facility. Instead, a bleed rate limit of 0.17 m^3 per hour must be met. The chemical use threshold for pumps is now set at the site, not pump, level.
Compressors	An exemption has been added for compressors with a rated brake power less than 75 kW. Time limits for repairs to reciprocating compressors have been extended from 30 days to 90 days. The vent limit for large centrifugal compressors with a power rating above > 5 MW has been increased from 0.34 m^3 per minute to 0.68 m^3 per minute per compressor. Vent limit of 0.001 m^3 per minute for new reciprocating compressors will now be required, as opposed to conservation requirement.
General	Timeline for potential to emit calculations changed from largest of past five years to previous calendar year.
Offshore	A new section in the Regulations has been added for requirements specific to offshore operations. Additional time to complete repairs in the offshore environment may now be granted through a permit.
Registration	Registration requirements have been modified and reduced to require facility level registrations only when a facility is not already registering to an approved entity. The timeline for submitting registration has been extended to 120 days from the first day of production.

Tableau 1 : Résumé des modifications du projet de règlement

Norme	Modifications apportées au projet de règlement
Évacuation des gaz de production des installations	La limite d'évacuation d'une installation a été augmentée de 250 m^3 à 1 250 m^3 par mois. Une méthode a été ajoutée permettant d'améliorer la quantification des volumes estimés de gaz.
Détection et réparation des fuites (DRF)	Il est maintenant possible d'utiliser d'autres méthodes et instruments de détection et de réparation des fuites si ceux-ci permettent de réaliser des réductions d'émissions équivalentes à celles qui seraient obtenues avec le programme d'inspection requis. Des exemptions ont été ajoutées pour les stations de vannes sur les pipelines et les têtes de puits uniques avec débitmètre. Il est maintenant possible de demander un permis pour obtenir plus de temps pour effectuer des réparations. Une exigence a été ajoutée en ce qui concerne la détection et la réparation de fuites à des puits abandonnés s'ils font partie d'une installation visée par le Règlement.
Complétion de puits impliquant la fracturation hydraulique	Il est maintenant possible d'évacuer dans les cas où le gaz ne peut maintenir la combustion.
Régulateurs et pompes pneumatiques	Une exemption a été ajoutée lorsque du propane utilisé dans les dispositifs pneumatiques est transporté sur place. Les installations ne sont plus tenues de se doter de régulateurs à émissions nulles. Elles peuvent dorénavant utiliser des régulateurs dont les émissions ne dépassent pas 0,17 m^3 par heure. Le seuil d'utilisation de produits chimiques dans les pompes est maintenant établi en fonction du site et non de la pompe.
Compresseurs	Une exemption a été ajoutée pour les compresseurs dont la puissance nominale au frein est inférieure à 75 kW. La limite de temps imposée pour la réparation des compresseurs alternatifs est passée de 30 jours à 90 jours. La limite d'évacuation pour les grands compresseurs centrifuges ayant une puissance nominale supérieure à 5 MW est passée de 0,34 m^3 par minute à 0,68 m^3 par minute par compresseur. Une limite d'évacuation de 0,001 m^3 par minute est maintenant imposée aux nouveaux compresseurs alternatifs, plutôt que des exigences de conservation.

Norme	Modifications apportées au projet de règlement
Généralités	L'échéancier prévu pour les calculs relatifs au potentiel d'émission a été modifié passant d'une période couvrant les cinq dernières années les plus importantes à l'année civile précédente.
Activités extracôtières	Le Règlement comprend maintenant une nouvelle partie qui énonce des exigences propres aux activités extracôtières. Un permis peut désormais être délivré lorsque des réparations effectuées dans un milieu extracôtier nécessitent plus de temps.
Enregistrement	Les exigences d'enregistrement ont été modifiées et réduites pour exiger des enregistrements au niveau de l'installation uniquement lorsqu'une installation n'est pas déjà enregistrée auprès d'une entité approuvée. Le délai de soumission de l'enregistrement a été prolongé à 120 jours à partir du premier jour de production.

Accompanying the Regulations are consequential amendments to the *Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)* [the Designation Regulations]. The Designation Regulations designate the various provisions of regulations made under the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (CEPA) that are linked to a fine regime following the successful prosecution of an offence involving harm or risk of harm to the environment or obstruction of authority. The Regulations will be listed in the Designation Regulations, which will require amendment.

Le Règlement s'accompagne de modifications corrélatives au *Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [le Règlement sur les dispositions réglementaires désignées]. Le Règlement sur les dispositions réglementaires désignées désigne les diverses dispositions des règlements d'application de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [LCPE] qui sont liées à un régime d'amendes après une poursuite qui donne lieu à une condamnation pour une infraction qui cause, ou risque de causer, du tort à l'environnement, ou constitue une entrave à l'exercice d'un pouvoir. Le Règlement fera partie du Règlement sur les dispositions réglementaires désignées, qui devra être modifié.

Regulatory and non-regulatory options considered

When considering how to address the public policy issue, the Department considered five options: maintaining the status quo, using voluntary instruments, implementing a market-based approach, implementing regulatory emission control requirements that are closely aligned with the U.S. New Source Performance Standards (NSPS), or implementing Canada-specific regulatory emission control requirements.

Options réglementaires et non réglementaires considérées

Le Ministère a envisagé cinq options pour régler cet enjeu de politique publique : le maintien du statu quo, l'utilisation volontaire d'instruments pour la migration du méthane, l'utilisation volontaire d'une approche fondée sur le marché, l'imposition de mesures de réduction des émissions étroitement alignées avec les normes de rendement des nouvelles sources (New Source Performance Standards [NSPS]) des États-Unis, ou l'imposition de mesures de réduction des émissions spécifiques au Canada.

Status quo approach

While British Columbia, Alberta, and Saskatchewan have measures to address venting methane emissions, there is no existing federal requirement in Canada to reduce GHG emissions from existing upstream oil and gas facilities. These provinces currently have some instruments in place for some aspects of the upstream oil and gas sector, such as British Columbia's *Flaring and Venting Reduction Guideline*, Alberta's Directive 060 and Saskatchewan's directives S-10 and S-20. However, these instruments are not consistent across jurisdictions and do not cover all sources of emissions.

Le statu quo

Bien que la Colombie-Britannique, l'Alberta et la Saskatchewan aient pris des mesures au sujet des émissions d'évacuation de méthane, il n'existe aucune exigence fédérale qui oblige à réduire les émissions de GES provenant des installations pétrolières et gazières existantes en amont. Ces provinces possèdent des outils en place à l'heure actuelle pour certains aspects du secteur pétrolier et gazier en amont, comme les lignes directrices de la Colombie-Britannique sur la réduction du torchage et de l'évacuation, la Directive 060 de l'Alberta et les Directives S-10 et S-20 de la Saskatchewan, mais ces outils ne sont pas cohérents d'une compétence à l'autre et ne portent pas sur toutes les sources d'émissions.

Therefore, current provincial measures alone would not deliver significant and achievable reductions in GHG emissions from the oil and gas sector, and may compromise Canada's ability to meet its international commitments. Therefore, maintaining the status quo was not an acceptable option.

Par conséquent, les mesures provinciales courantes à elles seules ne seront pas suffisantes pour réduire de façon significative et réalisable les émissions de GES provenant du secteur pétrolier et gazier, et peuvent compromettre la capacité du Canada à respecter ses engagements sur la scène internationale. Le maintien du statu quo n'était par conséquent pas une option acceptable.

Voluntary approach

Voluntary instruments, such as pollution prevention plans, environmental release guidelines, and codes of practice were considered as options for methane mitigation. Voluntary instruments provide flexibility for stakeholders in meeting the objectives of the policy; however, they require a large degree of stakeholder participation and support.

The large number and diversity of facilities in the upstream oil and gas sector make it difficult to develop voluntary instruments capable of ensuring significant emission reductions. Uncertainty regarding buy-in by competitors under a voluntary measure may cause reluctance by firms to participate. While a voluntary program may result in some emission reductions, given its non-enforceable nature, it will not likely result in the emission reductions required to meet Canada's GHG targets. Voluntary approaches were ultimately rejected for these reasons.

Approche volontaire

Les instruments volontaires, comme les plans de prévention de la pollution, les lignes directrices sur les rejets dans l'environnement et les codes de pratique, ont été considérés comme des options pour l'atténuation des émissions de méthane. Les instruments volontaires offrent de la souplesse aux intervenants; cependant, ils exigent un grand degré de participation et de soutien de leur part pour que les objectifs de la politique soient atteints.

En raison du grand nombre d'installations dans le secteur pétrolier et gazier en amont, et de leur diversité, il est difficile de concevoir des instruments volontaires capables d'atteindre des réductions d'émissions importantes. L'incertitude concernant la collaboration des concurrents dans le cadre d'une mesure volontaire peut provoquer une réticence des entreprises à participer. Bien qu'un programme volontaire puisse entrainer une certaine réduction des émissions, compte tenu du fait qu'il n'est pas contraignant, il ne permettra vraisemblablement pas au Canada de réaliser les réductions d'émissions nécessaires pour atteindre ses cibles. Les approches volontaires ont finalement été rejetées pour ces raisons.

Market-based approach

In late 2016, the Government of Canada announced a plan to price carbon (and other GHG) pollution across Canada as part of the Pan-Canadian Framework. The proposed federal approach to carbon pricing would not cover fugitive and venting methane emissions in the oil and gas sector. These emissions often originate from dispersed sources from a large number of primarily small facilities, which are unlikely to have adequate quantification protocols for tracking emissions. Therefore, a regulatory approach was considered necessary to meet the emission reduction objective.

Approche fondée sur le marché

À la fin de 2016, le gouvernement du Canada a annoncé un plan de tarification de la pollution par le carbone (et d'autres gaz à effet de serre) dans l'ensemble du Canada en vertu du Cadre pancanadien. L'approche fédérale proposée en matière de tarification du carbone ne couvrirait pas les émissions fugitives et d'évacuation de méthane dans le secteur pétrolier et gazier. Ces émissions proviennent souvent de sources dispersées provenant d'un grand nombre d'installations principalement de petite taille, et il est peu probable qu'elles aient des protocoles de quantification adéquats pour le suivi des émissions. Par conséquent, une approche réglementaire a été jugée nécessaire pour atteindre l'objectif de réduction des émissions.

Regulatory approach — Canada–United States alignment (new source performance standards)

A regulatory approach designed to align closely with the current U.S. approach (NSPS) was considered. However, such an approach would not be consistent with existing

Approche réglementaire — Alignement Canada–États-Unis (New Source Performance Standards [NSPS])

Une approche réglementaire, conçue pour s'aligner étroitement avec l'approche actuelle des États-Unis (NSPS) a été envisagée. Toutefois, une telle approche ne serait pas

provincial measures, resulting in misalignment within Canada. This approach would not capture unique Canadian emission sources, such as heavy oil, and will impose substantial, unnecessary administrative burden on regulated parties. This approach would also be inconsistent with commitments in Canada's Cabinet Directive on Regulatory Management to control the administrative burden of regulations on business. Finally, the approach would not initially cover a significant portion of existing facilities, making it difficult to meet the reduction targets announced by the Government of Canadain 2016. For these reasons, while there is general alignment, precise alignment with the U.S. NSPS was rejected.

Regulatory approach — industry proposal

In comments received from the oil and gas industry, including CAPP, an alternative approach to regulating methane emissions from vented and fugitive sources was proposed. This approach eliminated the potential to emit threshold, introduced a higher venting limit, and included a risk-based approach to LDAR. The Department considered this proposal; however, after estimating the emission reductions the proposal would achieve, determined that the proposal would not be sufficient to meet the reduction target announced by the Government of Canada. Therefore, this alternative was rejected.

Federal regulatory approach

The Government of Canada is committed to reducing GHG emissions, including methane, in light of Canada's international agreements. Regulations implemented under CEPA are effective at achieving emissions reductions and are among the primary instruments to achieving this goal. This approach ensures that hydrocarbon gas emissions, including methane, are controlled and reduced from sources in a consistent fashion across Canada from similar sources in the upstream oil and gas industry.

The Regulations will create clear and consistent performance standards across the country. CEPA allows for flexibility via equivalency agreements with interested provinces and territories, as long as the requirements of CEPA are met. These equivalency agreements enable these jurisdictions to be front-line regulators where they have legally binding regimes that produce equal or better environmental outcomes.

compatible avec les mesures provinciales existantes, et entraînerait un désalignement au Canada. Cette approche ne permettrait pas de capter des sources d'émissions canadiennes uniques comme le pétrole lourd et imposera une charge administrative substantielle et inutile aux parties réglementées, ce qui serait incompatible avec les engagements énoncés dans la Directive du Cabinet sur la gestion de la réglementation du Canada visant à contrôler le fardeau administratif de la réglementation sur les entreprises. Enfin, l'approche ne couvrirait pas initialement une partie importante des installations existantes, rendant difficile la réalisation des objectifs de réduction annoncés par le gouvernement du Canada en 2016. Pour ces raisons, bien qu'il y ait un alignement général, l'alignement précis avec la NSPS des États-Unis a été rejeté.

Approche réglementaire — proposition de l'industrie

Dans les commentaires reçus de l'industrie pétrolière et gazière, y compris de l'ACPP, une autre approche à la réglementation des sources d'émissions fugitives et des émissions d'évacuation de méthane a été proposée. Cette approche éliminait le seuil relatif au potentiel d'émission, haussait la limite des émissions d'évacuation et ajoutait une approche fondée sur les risques pour la détection et la réparation des fuites. Le Ministère a examiné cette proposition. Toutefois, après avoir estimé les réductions d'émissions que la proposition permettrait d'atteindre, le Ministère a déterminé que la proposition ne contribuerait pas dans une mesure suffisante à atteindre la cible de réduction annoncée par le gouvernement du Canada. Par conséquent, cette approche a été rejetée.

Approche réglementaire fédérale

Le gouvernement du Canada est déterminé à réduire les émissions de GES, y compris celles de méthane, à la lumière des accords internationaux du Canada. Les règlements mis en œuvre en vertu de la LCPE sont efficaces pour réduire les émissions et sont parmi les principaux instruments pour atteindre cet objectif. Cette approche permet de s'assurer que les émissions de gaz d'hydrocarbures, y compris le méthane, sont contrôlées et réduites de manière uniforme dans l'ensemble du Canada à partir de sources similaires dans l'industrie pétrolière et gazière en amont.

Le Règlement établira des normes de rendement claires et cohérentes partout au pays. La LCPE donne la possibilité de conclure des accords d'équivalence avec les provinces et les territoires intéressés, tant que les exigences de la LCPE sont respectées. Ces accords d'équivalence permettent aux provinces et territoires de jouer le rôle d'entité de réglementation de première ligne là où il existe des régimes juridiquement contraignants qui produisent des résultats environnementaux équivalents ou meilleurs.

The Regulations will exempt the provinces of British Columbia and Alberta from the well completion involving hydraulic fracturing requirements. These provinces already have regulatory measures in place that require operators to flare or incinerate gas during temporary activities and to search for opportunities to reduce their flaring and incinerating. The well completion involving hydraulic fracturing requirements under the Regulations will instead cover the rest of Canada, where similar provincial requirements are not in place.

Benefits and costs

Between 2018 and 2035, the cumulative GHG emission reductions attributable to the Regulations are estimated to be approximately 232 Mt CO_2e. Avoided climate change damages associated with these reductions are valued at $11.6 billion. In addition, cumulative VOC emission reductions are estimated to be 773 kt, with resulting health and environmental benefits estimated to be $240 million. The total cost of the Regulations is estimated to be $3.9 billion, which will be offset in part by the recovery of 351 petajoules (PJ)[11] of natural gas, with a market value of $1.0 billion, resulting in expected net benefits of $8.9 billion.

As shown in Figure 1 below, the most significant costs will be incurred in 2022 and 2023, as firms make significant capital investment in order to comply with requirements coming into force in 2023. Beyond 2023, it is expected that emissions of methane will be reduced by more than 16 Mt (in CO_2e) annually. In 2025, the regulations will require actions that are estimated to result in total reductions of 20 Mt, of which 4 Mt have been attributed to voluntary industry action. In 2030, there will be net GHG emission reductions of about 16.5 Mt.

Le Règlement exemptera la Colombie-Britannique et l'Alberta des prescriptions relatives à la complétion de puits impliquant la fracturation hydraulique. Ces provinces ont déjà des mesures réglementaires qui exigent que les exploitants brûlent ou incinèrent le gaz pendant les activités temporaires et cherchent des possibilités de réduire leurs activités de brûlage et d'incinération. Les exigences ayant trait à la complétion de puits impliquant la fracturation hydraulique du Règlement s'appliqueront au reste du Canada, où des exigences provinciales similaires n'existent pas.

Avantages et coûts

La réduction cumulative des émissions de GES attribuable au Règlement serait, selon les estimations, de quelque 232 Mt d'éq. CO_2 entre 2018 et 2035. Les dommages attribuables aux changements climatiques qui sont évités du fait de ces réductions sont évalués à 11,6 milliards de dollars. De plus, les réductions d'émissions cumulatives de COV sont estimées à 773 kt, et les avantages connexes pour l'environnement à 240 millions de dollars. Le coût total du Règlement est estimé à 3,9 milliards de dollars, qui sera compensé en partie par la récupération de 351 pétajoules (PJ)[11] de gaz naturel, d'une valeur marchande de 1,0 milliard de dollars, ce qui donnerait des avantages nets prévus de 8,9 milliards de dollars.

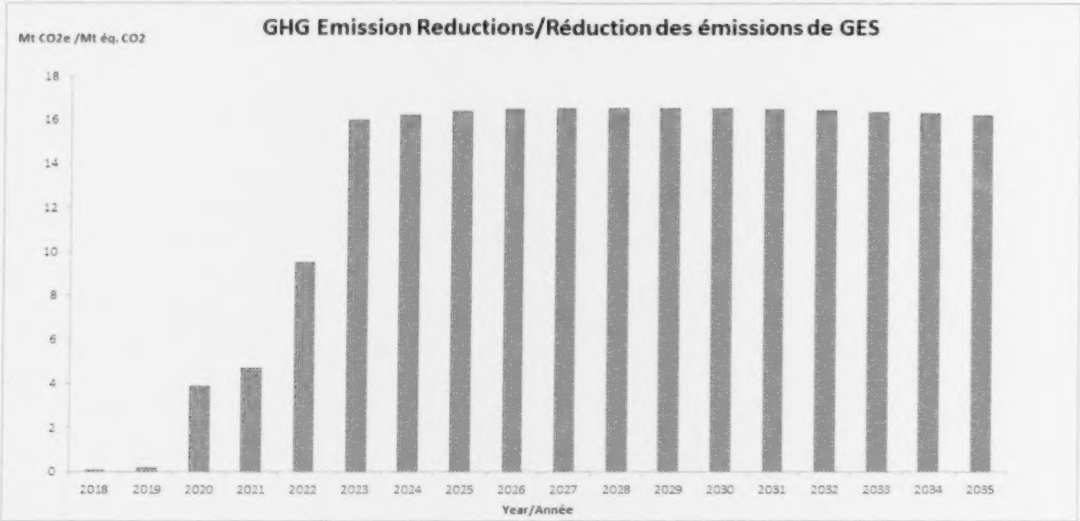
Comme le montre la figure 1 ci-dessous, les dépenses les plus importantes seront engagées en 2022 et en 2023, puisque des entreprises font des investissements de capitaux importants pour se conformer aux exigences qui entreront en vigueur en 2023. Après cette année, il est attendu que les émissions de méthane diminuent de plus de 16 Mt (en éq. CO_2) chaque année. En 2025, le règlement exigera des mesures qui entraîneront des réductions totales de 20 Mt, dont 4 Mt ont été attribuées à des mesures volontaires de l'industrie. En 2030, il y aura des réductions nettes d'émissions de GES d'environ 16,5 Mt.

[11] A petajoule is equal to one quadrillion (10^{15}) joules.

[11] Un pétajoule est égal à un quadrillion (10^{15}) de joules.

Figure 1: Methane emission reductions and compliance costs by year

Figure 1 : Réductions des émissions de méthane et coûts annuels de conformité



Analytical framework

TBS guidance: The impacts of the Regulations have been assessed in accordance with the Treasury Board Secretariat (TBS) Canadian Cost-Benefit Analysis Guide.[12] Regulatory impacts have been identified, quantified and monetized where possible, and compared incrementally to a non-regulatory scenario. The analysis has estimated these impacts over a sufficient time period to demonstrate whether there is likely to be a net benefit.

Cadre d'analyse

Orientation du SCT : Les impacts du Règlement ont été évalués selon le Guide d'analyse coûts-avantages pour le Canada du Secrétariat du Conseil du Trésor (SCT)[12]. Les impacts de la réglementation ont été identifiés, quantifiés et, dans la mesure du possible, monétisés et les impacts différentiels ont été comparés à un scénario non réglementaire. L'analyse a estimé ces impacts sur une période suffisamment longue pour démontrer le gain net susceptible d'en découler.

[12] TBS Canadian Cost-Benefit Analysis Guide: Regulatory Proposals

[12] Guide d'analyse coûts-avantages pour le Canada : Propositions de réglementation

Key impacts: The expected key impacts of the Regulations are demonstrated in the logic model (Figure 2) below. Compliance with the Regulations will result in incremental capital and operating costs for industry, and administrative costs for both industry and Government. Compliance will also result in reduced releases of natural gas (a mixture consisting of mostly methane and VOCs), which will reduce releases of GHGs and VOCs[13] to the atmosphere. Reductions in GHG emissions from the upstream oil and gas sector will contribute towards mitigating climate change impacts. Reductions in VOCs will improve air quality which results in environmental and health co-benefits. Methane gas that would have otherwise been lost through fugitive leaks or venting will now be conserved as a potential energy source or flared.

Principaux impacts : Les principaux impacts prévus du Règlement sont illustrés dans le modèle logique (figure 2) ci-après : la conformité au Règlement entraînera des coûts en capital et des charges d'exploitation supplémentaires pour l'industrie, et des coûts administratifs supplémentaires pour l'industrie et le gouvernement. Elle permettra aussi de réduire les rejets de gaz naturel (un mélange formé surtout de méthane et de COV), ce qui réduira les rejets dans l'atmosphère de GES et des COV[13]. Les réductions des émissions de méthane provenant du secteur pétrolier et gazier en amont contribueront à atténuer les incidences des changements climatiques. Les réductions des émissions de COV amélioreront la qualité de l'air, ce qui aura des avantages à la fois sur le plan environnemental et celui de la santé. Le méthane qui aurait été perdu par les fuites d'émissions fugitives ou les émissions d'évacuation sera maintenant conservé comme source d'énergie potentielle ou brûlé par des torchères.

Figure 2: Logic model for the analysis of the Regulations

<table>
<tr><td rowspan="6">Compliance with the Regulations</td><td>→</td><td>Reductions in GHG Emissions</td><td>→</td><td>Reduction in Climate Change Damages</td><td>→</td><td rowspan="3">Social Benefits</td></tr>
<tr><td>→</td><td>Reductions in VOC Emissions</td><td>→</td><td>Improved Air Quality</td><td>→</td></tr>
<tr><td>→</td><td>Conserved Gas</td><td>→</td><td>Increased Conservation</td><td>→</td></tr>
<tr><td colspan="6"></td></tr>
<tr><td rowspan="2">→</td><td>Compliance Costs</td><td colspan="3">→</td><td rowspan="2">Social Costs</td></tr>
<tr><td>Administrative Costs</td><td colspan="3">→</td></tr>
</table>

Figure 2 : Modèle logique pour l'analyse du Règlement

<table>
<tr><td rowspan="6">Conformité au Règlement</td><td>→</td><td>Réduction des émissions de GES</td><td>→</td><td>Réduction des dommages liés au changement climatique</td><td>→</td><td rowspan="3">Avantages sur le plan social</td></tr>
<tr><td>→</td><td>Réduction des émissions de COV</td><td>→</td><td>Amélioration de la qualité de l'air</td><td>→</td></tr>
<tr><td>→</td><td>Gaz conservé</td><td>→</td><td>Conservation accrue</td><td>→</td></tr>
<tr><td colspan="6"></td></tr>
<tr><td rowspan="2">→</td><td>Coûts de la conformité</td><td colspan="3">→</td><td rowspan="2">Coûts sociaux</td></tr>
<tr><td>Coûts administratifs</td><td colspan="3">→</td></tr>
</table>

Baseline scenario: The baseline scenario assumes fugitive and venting emissions of methane and VOCs will be unchanged relative to projected levels in the absence of

Scénario de référence : Le scénario de référence suppose que les émissions fugitives et les émissions d'évacuation de méthane et de COV demeureront les mêmes par

[13] Volatile organic compounds referred to through the document are referencing non-methane volatile organic compounds.

[13] Les composés organiques volatils mentionnés dans le document font référence à des composés organiques volatils non méthaniques.

regulatory measures. In order to ensure a conservative assessment of benefits for the purposes of this analysis, independent industry action to reduce venting volumes has been incorporated into the baseline scenario. Existing provincial measures on limiting methane emissions from oil and gas facilities are included in the baseline.

Regulatory scenario: The analysis compares the expected impacts of the Regulations (the regulatory scenario) to a non-regulatory scenario that assumes these regulatory measures are not implemented (the baseline scenario). All benefits and costs presented below are incremental to the baseline scenario, unless otherwise specified.

Time frame of analysis: The time frame considered for this analysis is 2018 to 2035. Some early compliance at new facilities is expected starting in 2018. Incremental costs and benefits beyond 2023 are estimated to be correlated with oil and gas production forecasts from the National Energy Board (NEB), which are available up to 2035. Benefits exceed costs in any given year beyond 2023. Therefore, the 2018-2035 time frame was considered sufficient for estimating whether the Regulations will result in a net benefit. A longer time period of analysis will show a larger net benefit because most of the costs of the Regulations are upfront costs incurred in 2023, as shown in Figure 1 above.

Monetary results: All monetary results are shown in 2016 Canadian dollars, inflating non-2016 prices (using GDP Deflator data obtained from Finance Canada), and converting non-Canadian prices (2016 exchange rates). When shown as present values, future year impacts have been discounted at 3% per year to 2017 (the year of the analysis), as per TBS guidance.

Updates to the analysis following publication of the proposed Regulations in Canada Gazette, Part I (CG-I)

Analytical updates

Comments received following the publication of the proposed Regulations included feedback from stakeholders regarding the Regulatory Impact Analysis Statement. In addition, following publication in CG-I, the Department engaged with provincial partners, industry stakeholders, and non-governmental organizations to review modelling assumptions used in the analysis of the proposed

rapport aux concentrations prévues en l'absence de mesures réglementaires. Afin d'assurer une évaluation prudente des avantages aux fins de l'analyse, les mesures indépendantes prises par l'industrie pour réduire les volumes d'émissions d'évacuation ont été incorporées au scénario de référence. Les mesures provinciales déjà en place pour limiter les émissions des installations pétrolières et gazières sont aussi incluses dans le scénario de référence.

Scénario réglementaire : L'analyse compare les impacts attendus du Règlement (le scénario réglementaire) à un scénario non réglementaire dans lequel ces mesures réglementaires ne sont pas mises en œuvre (le scénario de référence). Tous les avantages et les coûts présentés ci-après s'ajoutent au scénario de référence, à moins d'indication contraire.

Période visée par l'analyse : La période visée par cette analyse va de 2018 à 2035. Il est attendu à ce que, dans une certaine mesure, les nouvelles installations se conforment au Règlement dès 2018. Les coûts et les avantages supplémentaires estimés après 2023 sont estimés d'être corrélés aux prévisions de production de gaz et de pétrole de l'Office national de l'énergie (ONE), qui vont jusqu'en 2035. Les avantages sont supérieurs aux coûts chaque année après 2023. Par conséquent, la période de 2018 à 2035 a été jugée comme étant suffisante pour estimer si le Règlement donnera lieu à des avantages nets. Une plus longue période d'analyse présenterait un avantage net plus important, car la plupart des coûts du Règlement sont des coûts initiaux engagés en 2023, comme le montre la figure 1 ci-dessus.

Résultats monétaires : Tous les résultats monétaires sont indiqués en dollars canadiens de 2016, ce qui gonfle les prix autres que ceux de 2016 (en utilisant les données du déflateur du PIB obtenues de Finances Canada) et convertit les prix non canadiens (taux de change de 2016). Lorsqu'elles sont présentées en valeurs actuelles, les incidences des années futures ont été actualisées à un taux de 3 % par année jusqu'en 2017 (l'année de l'analyse), conformément aux lignes directrices du SCT.

Mises à jour de l'analyse à la suite de la publication du projet de règlement dans la Partie I de la Gazette du Canada (GC-I)

Mises à jour de l'analyse

À la suite de la publication du projet de règlement, des intervenants ont formulé des commentaires au sujet du Résumé de l'étude d'impact de la réglementation. En outre, à la suite de la publication dans la GC-I, le Ministère a mobilisé ses partenaires provinciaux, des intervenants de l'industrie et des organismes non gouvernementaux pour examiner les hypothèses en matière de modélisation

Regulations. In response, the following substantive changes have been made to the analysis:

- Projected baseline emissions have been updated to align with the 2016 departmental reference case, while updating oil and gas production and price forecasts.[14]
- The latest provincial production and venting data, which is used to determine facility counts and baseline venting emissions, has been incorporated into the analysis. Analysis of the latest reported venting data has led to some attribution of emission reductions to industry action. In addition, estimated facility counts have been revised upward based on this information.
- Assumptions regarding the choice of compliance action to comply with the general facility venting requirements have been updated. These updates, combined with updated facility venting data, have resulted in a reduction in conserved gas attributable to these requirements.
- Several cost assumptions have been updated based on feedback received from stakeholders, including: a) assumed time per LDAR inspection has been revised upward; b) assumed capital costs to comply with facility production venting requirements has been revised downward; and c) rod-packing replacement costs have been revised upward.

In addition, price levels and exchange rates have been updated to align with the most up-to-date information, and the base year to discount costs and benefits to present value has been updated to 2017. In total, these analytical changes have led to an increase in estimated costs from $3.3 billion estimated in CG-I to $4.4 billion. Emission reductions attributable to the proposed Regulations have decreased from 282 Mt to 245 Mt, with 69 Mt now being attributed to industry action that is expected to occur in the absence of regulatory measures.

Regulatory updates

Based on the comments received following the publication of the proposed Regulations in *Canada Gazette*, Part I, minor modifications have been made to the Regulations, as outlined in the Description section above. These modifications are estimated to result in a reduction of costs from $4.4 billion to $3.9 billion, while emissions reductions over the period of analysis are estimated to decrease from 245 Mt to 232 Mt.

[14] Canada's 2016 reference case greenhouse gas emissions reference case

qui ont été utilisées dans le cadre de l'analyse du projet de règlement. Les changements importants qui suivent ont ensuite été apportés à l'analyse :

- Les émissions de référence prévues ont été mises à jour de manière à s'accorder avec le scénario de référence ministériel de 2016; les projections en matière de prix et de production du pétrole et du gaz ont aussi été mises à jour[14].
- Les dernières données provinciales sur la production et l'évacuation, qui sont utilisées pour déterminer le nombre d'installations et les émissions d'évacuation de référence, ont été incorporées à l'analyse. L'analyse des dernières données sur l'évacuation a permis d'attribuer certaines réductions des émissions à des mesures prises par l'industrie. De plus, basée sur cette information, l'estimation du nombre d'installations a été revue à la hausse.
- Les hypothèses concernant le choix de la mesure de conformité pour se conformer aux exigences générales d'évacuation des gaz de l'installation ont été mises à jour. Ces mises à jour, combinées à des données mises à jour sur l'évacuation des gaz des installations, ont entraîné une réduction du gaz conservé attribuable à ces exigences.
- Plusieurs hypothèses en matière de coûts ont été mises à jour en fonction des commentaires des intervenants, comprenant : a) le temps prévu par inspection de DRF a été revu à la hausse; b) les coûts en capital pour la conformité aux exigences en matière d'évacuation des installations de production ont été revus à la baisse; c) les coûts de remplacement des garnitures de tige de piston ont été revus à la hausse.

En outre, les prix et les taux de change ont été actualisés de manière à s'accorder avec l'information la plus à jour, et l'année de référence utilisée pour actualiser les avantages et les coûts en valeurs actuelles a été remplacée par 2017. Au total, ces changements analytiques ont mené à une hausse des coûts estimés, qui sont passés de 3,3 milliards de dollars dans la GC-I à 4,4 milliards. Les réductions d'émissions attribuables au projet de règlement sont passées de 282 Mt à 245 Mt; 69 Mt sont maintenant attribuées aux mesures prises par l'industrie qui sont attendues en l'absence de mesures réglementaires.

Mises à jour de la réglementation

En fonction des commentaires reçus à la suite de la publication du projet de règlement dans la Partie I de la *Gazette du Canada*, des modifications mineures ont été apportées au Règlement, comme l'indique la section Description ci-dessus. Il est attendu à ce que ces modifications feront baisser les coûts de 4,4 milliards de dollars à 3,9 milliards, tandis que les émissions devraient diminuer de 245 Mt à 232 Mt pour la période d'analyse.

[14] Scénario de référence des émissions de gaz à effet de serre de 2016 pour le Canada

Analysis of regulatory coverage and compliance

To estimate the incremental benefits and costs of the Regulations, the analysis considered who will be affected (regulatory coverage) and how they will most likely respond (their compliance strategies), as described below.

Regulatory coverage

The Regulations will target emissions from the upstream oil and gas sector by implementing facility and equipment level requirements. Facility level requirements will include emission limits on facility production venting and LDAR standards. At the equipment level, there will be requirements for well completion involving hydraulic fracturing, as well as limits on emissions from pneumatic devices (controllers and pumps) and compressors.

The Regulations will cover facilities that exceed the potential to emit threshold, defined as 60 000 m^3 of hydrocarbons produced and received in a period of 12 months, facilities with compressors subject to the standards, and those completing wells involving hydraulic fracturing (covered facilities). Currently, some facilities are expected to already meet the compliance requirements of the Regulations due to current provincial measures or voluntary action. Facilities that will need to take incremental action to comply with the Regulations are considered affected facilities. The cost-benefit analysis focuses on affected facilities when estimating incremental impacts of the Regulations.

In order to estimate affected and covered facilities in the oil and gas sector, 2016 Petrinex (Petroleum Information Network)[15] upstream oil and gas facility counts for Alberta and Saskatchewan were used, and forecasted using the production forecasts of crude oil and natural gas from the NEB.[16] Due to limited available information, the number of facilities in the rest of Canada was forecasted using production profiles calculated for Alberta and Saskatchewan. Feedback from British Columbia officials allowed the

Analyse de la portée du projet de règlement et de la conformité

Pour estimer les avantages et les coûts supplémentaires du Règlement, l'analyse a tenu compte de ceux qui seront touchés (portée du projet de règlement) et de leur réaction probable (leurs stratégies de conformité), comme expliqué ci-dessous.

Portée du Règlement

Le Règlement ciblera les émissions provenant du secteur du pétrole et du gaz en amont en appliquant des normes au niveau de l'équipement et des installations. Les exigences à l'échelle des installations comprendront des limites d'émission pour l'évacuation des gaz ainsi que des normes pour la détection et la réparation des fuites. En ce qui a trait à l'équipement, il y aura des exigences pour la complétion de puits impliquant la fracturation hydraulique ainsi que des limites aux émissions des dispositifs pneumatiques (régulateurs et pompes) et des compresseurs.

Le Règlement couvrira les installations qui dépassent le seuil potentiel d'émission, défini comme 60 000 m^3 d'hydrocarbures produits et reçus au cours d'une période de 12 mois, celles qui disposent de compresseurs assujettis aux normes, et celles qui complètent des puits impliquant la fracturation hydraulique (installations visées). À l'heure actuelle, certaines installations devraient déjà satisfaire aux exigences du Règlement en raison des mesures provinciales établies ou par action volontaire. Les installations qui devront prendre des mesures additionnelles pour respecter le Règlement sont considérées comme des installations touchées. Pour estimer les répercussions supplémentaires du Règlement, l'analyse coûts-avantages porte sur les installations touchées.

Pour estimer combien d'installations seraient touchées et visées dans le secteur pétrolier et gazier, les dénombrements des installations pétrolières et gazières en amont de 2016 de Petrinex (Petroleum Information Network)[15] pour l'Alberta et la Saskatchewan ont été utilisés et projetés en utilisant les prévisions sur la production de pétrole brut et de gaz naturel de l'Office national de l'énergie[16]. L'information disponible étant limitée, le nombre d'installations dans le reste du Canada a été estimé à l'aide des

[15] Petrinex is a joint strategic organization supporting Canada's petroleum industry and is currently represented by the Government [the Alberta Department of Energy (DOE), the Alberta Energy Regulator (AER) and the Saskatchewan Ministry of the Economy (ECON)], and industry [represented by the Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) and The Explorers and Producers Association of Canada (EPAC)].

[16] National Energy Board: Canada's Energy Future 2016

[15] Petrinex est une organisation stratégique conjointe qui soutient l'industrie pétrolière en amont et en aval du Canada et est actuellement représentée par le gouvernement (le ministère de l'Énergie de l'Alberta, l'Alberta Energy Regulator et le ministère de l'Économie de la Saskatchewan) et l'industrie (représentée par l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) et l'Association des explorateurs et des producteurs du Canada).

[16] Office national de l'énergie : Avenir énergétique du Canada en 2016

derived facility count for that province to be adjusted. Other producing regions reflect similar efforts.

profils de production de l'Alberta et de la Saskatchewan. La rétroaction des représentants de la Colombie-Britannique a permis d'ajuster le dénombrement estimé des installations pour cette province. Des efforts semblables ont été réalisés dans d'autres régions productrices.

Regulatory compliance

The Regulations do not prescribe unique actions to comply with the requirements. However, for modelling purposes, assumptions have been made regarding specific compliance actions in order to estimate costs and benefits. The compliance actions assumed to be adopted by the upstream oil and gas industry in order to meet the requirements for each standard under the Regulations are described below.

Conformité au Règlement

Le Règlement ne prescrit pas de mesures uniques pour atteindre la conformité. Cependant, aux fins de la modélisation, des hypothèses ont été avancées au sujet de certaines mesures de conformité afin d'estimer les coûts et les avantages. Les mesures dont on présume qu'elles seront prises par l'industrie pétrolière et gazière en amont pour se conformer aux exigences de chaque norme découlant du Règlement sont décrites ci-dessous.

LDAR requirements

The Regulations will allow different leak detection instruments to be used for inspections at covered facilities. For portable monitoring instruments and optical gas imaging (OGI) cameras, inspections must take place three times per year. Other approaches must be shown to achieve emission reductions comparable to reductions achieved if portable monitoring or OGI instruments were used.

Based on industry consultation, it is expected that in the baseline scenario, facilities not covered by provincial regulatory measures will perform LDAR about once every four years. For facilities covered by provincial regulatory measures, gas plants are expected to perform LDAR every year, while all other facilities are expected to perform LDAR once every two years in the baseline scenario.

The analysis assumes that to comply with the Regulations, affected facilities will perform LDAR with an optical gas imaging (OGI) camera three times a year. Should a leak be detected, a facility will be required to repair the leak and reinspect the leak using a portable monitoring instrument.

Exigences en matière de DRF

Le Règlement permettra d'utiliser différents instruments de détection des fuites aux installations visées. Dans le cas d'instruments de contrôle portables et de caméras d'imagerie optique des gaz (IOG), les inspections doivent avoir lieu trois fois par année. Dans le cas d'autres approches, celles-ci doivent permettre d'obtenir des réductions des émissions comparables à celles qui seraient obtenues au moyen d'instruments de contrôle portables ou de caméras IOG.

D'après les consultations menées auprès de l'industrie, il est attendu à ce que, dans le cadre du scénario de référence, les installations non visées par des mesures réglementaires provinciales effectuent des activités de DRF environ tous les quatre ans. Pour ce qui est des installations visées par des mesures réglementaires provinciales, il est attendu que les installations gazières réalisent des activités de DRF chaque année, tandis que toutes les autres installations devraient réaliser de telles activités aux deux ans dans le scénario de référence.

L'analyse suppose que, pour se conformer au Règlement, les installations visées réaliseront des activités de DRF au moyen d'une caméra IOG trois fois par année. Si une fuite est détectée, l'installation sera tenue de réparer la fuite et de procéder à une nouvelle inspection au moyen d'un instrument de contrôle portable.

Compressor requirements

For existing reciprocating and centrifugal compressors whose vented emissions are not being captured or destroyed, the Regulations will set emissions limits. Corrective action is required if those emissions exceed 0.023 m^3 per minute per rod packing for reciprocating compressors, or 0.34 m^3 per minute per compressor for centrifugal compressors. Large centrifugal compressors with a rated brake power over 5 MW power will be subject to an emission limit of 0.68 m^3 per minute per compressor.

Exigences en matière de compresseurs

Pour les compresseurs existants alternatifs et centrifuges dont les émissions évacuées ne sont pas captées ou détruites, le Règlement établira des limites d'émission. Des mesures correctives seront nécessaires si les émissions excèdent 0,023 m^3 par minute par garniture de tige pour les compresseurs alternatifs ou 0,34 m^3 par minute par compresseur pour les compresseurs centrifuges. Les gros compresseurs centrifuges dépassant ayant une puissance au frein nominale de plus de 5 MW seront quant à

After corrective action is taken, the rate of emissions must be measured again. In addition, any compressors installed after January 1, 2023, must meet a limit of 0.001 m³ per minute per rod packing for reciprocating compressors and 0.14 m³ per minute per compressor for centrifugal compressors.

eux assujettis à une limite d'émission de 0,68 m³ par minute par compresseur. Après la mise en place de mesures correctives, le taux d'émission devra être mesuré de nouveau. De plus, tout compresseur installé après le 1er janvier 2023 doit respecter une limite de 0,001 m³ par minute par garniture de tige pour les compresseurs alternatifs et de 0,14 m³ par minute pour les compresseurs centrifuges.

It is expected that affected facilities with reciprocating compressors will, on average, replace rod packings every three years in the regulatory scenario compared to replacement every four years in the baseline scenario. It is expected that facilities with newly installed compressors, where a flare is not already present, will install a capture device and either route vented gas to engine as fuel or to an existing flare.

Il est prévu que les installations touchées ayant des compresseurs alternatifs remplaceront les garnitures de tige de piston de ces derniers tous les trois ans en moyenne dans le scénario réglementaire, plutôt que tous les quatre ans dans le scénario de référence. Il est attendu que les installations équipées de compresseurs nouvellement installés, lorsqu'aucune torchère n'est présente, installent un dispositif de captage et acheminent le gaz évacué vers le moteur sous forme de carburant ou vers une torchère existante.

Affected facilities with centrifugal compressors with wet seals are expected to install recovery systems on their wet seal degassing units to recover and reroute vented gas. The degassing recovery system will allow facilities with wet seals to forego retrofitting their compressors with dry seals and still mitigate methane emissions with little downtime. It is assumed new centrifugal compressors would comply with the requirements in the absence of the Regulations.

Il est attendu que les installations touchées ayant des compresseurs centrifuges avec des joints d'étanchéité humides vont installer des systèmes de récupération sur leurs unités de dégazage à joints d'étanchéité humides pour récupérer et réacheminer le gaz évacué. Grâce à ce système de récupération, les installations ayant des joints d'étanchéité humides ne seront pas obligées de modifier leurs compresseurs et d'installer des joints secs, et parviendraient tout de même à atténuer les émissions de méthane sans temps d'arrêt très prolongé. Il est présumé que les nouveaux compresseurs centrifuges se conformeraient aux exigences même en l'absence du Règlement.

Well completion involving hydraulic fracturing requirements

The Regulations will require hydraulic fracturing operations to conserve or destroy vented gas, except in British Columbia and Alberta (where equivalent provincial requirements exist). In the baseline scenario, it is expected that about 25% of covered wells are currently flaring emitted gas during this process while the rest are venting emitted gas. For the regulatory scenario, it is assumed that all well completions involving hydraulic fracturing wells will flare emitted gases to comply with the Regulations, although conservation remains a viable compliance option.

Exigences en matière de complétion de puits impliquant la fracturation hydraulique

Le Règlement obligera les activités de fracturation hydraulique à conserver ou à détruire le gaz évacué, sauf en Colombie-Britannique et en Alberta (où existent des exigences provinciales équivalentes). Dans le scénario de référence, le pourcentage de puits visés qui brûlent à l'heure actuelle par torchage le gaz rejeté pendant ce procédé est estimé à 25 % environ, les autres évacuant plutôt le gaz. Pour le scénario réglementaire, il est supposé que toutes les complétions de puits impliquant la fracturation hydraulique vont brûler à la torche les gaz émis pour se conformer au Règlement, bien que la conservation demeure une option de conformité viable.

Facility production venting requirements

The Regulations will require covered facilities to limit vented gas to 15 000 m³ per year. Affected facilities will comply with the Regulations either by destroying or conserving vented gas. It is assumed that it will be less costly for a facility to conserve its vented gas if its gas production minus on-site fuel use is greater than 750 000 m³ per year. Also, if the facility is already selling more than 20 000 m³ of

Exigences en matière d'évacuation des installations de production

Le Règlement exigera des installations visées qu'elles limitent le gaz évacué à 15 000 m³ par année. Les installations touchées se conformeront au Règlement soit en détruisant ou en conservant le gaz évacué. Il est présumé qu'il serait moins coûteux pour une installation de conserver ses gaz évacués si sa production de gaz, moins son utilisation de combustible sur place, est supérieure à

gas per year, it is assumed that it will conserve gas. If neither of these conditions is met, it is assumed the facility will combust the gas. Installation of the necessary equipment to comply with these requirements will occur over a two-year period beginning in 2022.

750 000 m³ par année. De plus, si l'installation vend déjà plus de 20 000 m³ de gaz par année, il est présumé qu'elle conservera le gaz évacué. Si aucune de ces conditions n'est remplie, il est présumé que l'installation brûlera le gaz. L'installation de l'équipement nécessaire pour respecter ces exigences aura lieu sur une période de deux ans à compter de 2022.

Pneumatic controller and pump requirements

The Regulations will require affected facilities with pneumatic controllers to use low bleed controllers, and affected facilities with pneumatic pumps pumping over 20 L of liquid per day to be non-emitting.

For non-compliant pneumatic controllers, it is assumed that existing facilities will either retrofit current pneumatic controllers, or replace controllers with low-bleed controllers. New facilities will purchase and install low bleed devices. Pneumatic pumps at batteries and well sites are assumed to be replaced with solar pumps.

For existing facilities, it is assumed that devices will be replaced over a two-year period beginning in 2022. It is assumed that new facilities will purchase low-bleed controllers or solar pumps, beginning in 2018.

Exigences en matière de pompes et de régulateurs pneumatiques

Le Règlement obligera les installations touchées dotées de régulateurs pneumatiques à utiliser des régulateurs à faibles émissions, et celles qui ont des pompes pneumatiques pompant plus de 20 L de liquides par jour devront être non-émettrices.

Pour ce qui est des régulateurs pneumatiques non conformes, il est entendu que les installations existantes seront tenues soit de moderniser leurs régulateurs existants, soit de remplacer celles-ci par des régulateurs à faibles émissions. Les nouvelles installations achèteront et installeront des dispositifs à faibles émissions. Il est attendu à ce que les pompes pneumatiques aux batteries et aux sites de puits soient remplacées par des pompes solaires.

Pour ce qui est des installations existantes, il est tenu pour acquis que les appareils auront été remplacés sur une période de deux ans à compter de 2022. Il est également présumé que les nouvelles installations achèteront des régulateurs à faibles émissions ou des pompes solaires à compter de 2018.

Table 2: Expected compliance strategies by standard

Standard	Year of Coming Into Force	Assumed Compliance Action
LDAR	2020	Leak detection will be performed with OGI camera three times per year. Repaired leaks will be reinspected with portable monitoring instrument.
Well completion involving hydraulic fracturing requirements	2020	Fractured and refractured wells will flare emitted gases.
Compressors	2020	Rod packing in reciprocating compressors will be replaced every three years instead of four years. New reciprocating compressors will install vent capture device, and re-route to engine or flare. Centrifugal compressors with wet seals will install recovery unit on wet seal degassing system.
Facility production venting requirements	2023	Facilities with net gas production greater than 750 000 m³ per year, or with gas sales greater than 20 000 m³ per year will conserve vented gas. Other facilities (i.e. with lower production or sales) will destroy gas.
Pneumatics	2023	High-bleed controllers will be replaced with low-bleed controllers or retrofitted at existing facilities. Low-bleed controllers will be installed at new facilities. Pneumatic pumps will be replaced with electric (solar) pumps.

Note: These assumptions are not intended to represent the entirety of available compliance actions, or to prescribe specific actions to comply with the Regulations.

Tableau 2 : Stratégies de conformité prévues, par norme

Norme	Année de l'entrée en vigueur	Mesure de conformité présumée
DRF	2020	La détection des fuites sera effectuée au moyen d'une caméra IOG trois fois par année. Les fuites réparées feront l'objet d'une nouvelle inspection au moyen d'un instrument de contrôle portable.
Exigences relatives à la complétion de puits impliquant la fracturation hydraulique	2020	Le gaz émis par les puits de fracturation et de refracturation sera éliminé par torchage.
Compresseurs	2020	Les garnitures de tige des compresseurs alternatifs seront remplacées tous les trois ans plutôt que tous les quatre ans. Des dispositifs de captage des gaz seront installés sur les nouveaux compresseurs alternatifs, et les gaz seront acheminés vers un moteur ou une torche. Des unités de récupération seront installées sur les systèmes de dégazage à joints d'étanchéité humides des compresseurs centrifuges avec des joints d'étanchéité humides.
Exigences relatives à l'évacuation des gaz de production des installations	2023	Les installations affichant une production nette de gaz supérieure à 750 000 m^3 par année, ou dont les ventes de gaz sont supérieures à 20 000 m^3 par année, conserveront le gaz évacué. Les autres installations (dont la production ou les ventes sont moins élevées) détruiront le gaz.
Dispositifs pneumatiques	2023	Les régulateurs à émissions élevées seront remplacés par des régulateurs à faibles émissions ou modernisés aux installations existantes. Des régulateurs à faibles émissions seront installés aux nouvelles installations. Les pompes pneumatiques seront remplacées par des pompes électriques (solaires).

Nota : Ces hypothèses ne visent ni à représenter l'ensemble des mesures de conformité disponibles ni à prescrire des mesures précises pour se conformer au Règlement.

Industry costs of compliance by standard

Facilities covered by the Regulations are expected to incur incremental capital and operating costs in order to comply with each standard. Both industry and the federal government are also expected to incur some administrative costs in order to ensure regulatory compliance. Due to uncertainty of both cost estimates and future compliance actions, these costs may underestimate or overestimate future compliance costs. This uncertainty is addressed in the sensitivity analysis section below.

LDAR compliance costs

The Regulations will impose compliance costs on affected facilities due to increased frequency of leak detection compared to the baseline scenario. Compliance costs to industry will include the capital cost of putting in place an LDAR data collection system of $3,000–$5,000 per facility.[17] Costs will also be incurred for OGI cameras of $133,000 per camera, and trucks to transport technicians

[17] Costs determined through consultation with stakeholders.

Coûts de la conformité pour l'industrie, par norme

Les installations visées par le Règlement devraient voir leurs coûts en capital et leurs charges d'exploitation augmenter pour se conformer à chacune des normes. L'industrie et le gouvernement fédéral devraient aussi assumer certains frais administratifs pour assurer la conformité réglementaire. En raison de l'incertitude qui caractérise à la fois les estimations des coûts et les mesures de conformité futures, ces coûts pourraient sous-estimer ou surestimer les coûts de la conformité à l'avenir. Cette incertitude est abordée dans la section sur l'analyse de sensibilité ci-dessous.

Coûts de la conformité en matière de DRF

Le Règlement imposera des coûts de conformité aux installations touchées en raison de l'augmentation de la fréquence des activités de détection des fuites par rapport au scénario de référence. Les coûts de conformité pour l'industrie comprendront les coûts en capital de mettre en place un système de collecte de données sur la DRF de 3 000 $ à 5 000 $ par installation[17]. Des coûts seront

[17] Les coûts ont été déterminés à la suite de consultations avec les intervenants.

and equipment to sites of $50,000 per vehicle.[18,19] In addition, costs will be incurred to detect leaks using OGI equipment. The number of components per facility is used to estimate the time it will take to conduct OGI leak detection, assumed to cost $190 an hour for technicians to perform LDAR and travel between sites.[20] Upon completion of a repair, the Regulations require that the repaired leak be inspected using a portable monitoring instrument in accordance with the U.S. Environmental Protection Agency Method 21. Table 3 below provides a summary of LDAR costs by facility type. It is estimated that the LDAR requirements will result in a cost to industry of $1,204 million between 2018 and 2035.

également engagés pour les caméras IOG, à 133 000 $ par caméra, et les camions pour le transport des techniciens et du matériel jusqu'aux sites, à 50 000 $ par véhicule[18,19]. De plus, des coûts seront associés à la détection de fuites au moyen de caméras IOG. Le nombre de composantes par installation est utilisé afin d'évaluer le temps nécessaire pour réaliser des activités de détection des fuites au moyen de caméras IOG, qui sont évaluées à 190 $/h et qui comprennent le transport des techniciens entre les sites et la DRF proprement dite[20]. Une fois les réparations achevées, le Règlement exige que la fuite réparée fasse l'objet d'une nouvelle inspection au moyen d'un instrument de contrôle portable conformément à la méthode 21 de l'Environmental Protection Agency (EPA) des États-Unis. Le tableau 3 ci-dessous présente un sommaire des coûts de la DRF, par type d'installation. Il est attendu à ce que les exigences en matière de DRF entraîneront un coût de 1 204 millions de dollars pour l'industrie entre 2018 et 2035.

Table 3: Compliance costs for LDAR requirements

Facility Type	Time/Inspection (Hours) including travel time	Annual Cost/ Facility	Upfront Cost/Facility[21]	Number of Affected Facilities	Total (2018–2035; in millions)
Oil Single Well Battery	2.5	1,425	3,400	12 600	195
Oil Multi-well Battery	2.7	1,540	3,400	6 020	98
Gas Single Well Battery	3.0	2,710	3,500	8 680	142
Gas Multi-well Battery	5.7	3,250	4,000	7 830	234
Compressor Station	11.5	5,990	5,000	7 290	427
Gas Plant	19.0	9,690	7,700	780	66
Meter Station	1.4	800	100	2 440	42
Total	-	-	-	**45 640**	**1,204**

Note: Affected facility totals represent all new and existing facilities over the period of analysis. Total costs are discounted at 3%.

Tableau 3 : Coûts de la conformité aux exigences en matière de DRF

Type d'installation	Temps/ inspection (heures) y compris le temps de déplacement	Coût annuel/ installation	Coût de départ/ installation[21]	Nombre d'installations touchées	Total (2018 à 2035; en millions)
Pétrole — batterie de puits uniques	2,5	1 425	3 400	12 600	195
Pétrole — batterie à puits multiples	2,7	1 540	3 400	6 020	98
Gaz — batterie de puits uniques	3,0	2 710	3 500	8 680	142

[18] Costs determined through consultation with service providers.
[19] It is assumed that this equipment is purchased in quantities sufficient to complete leak detection across all facilities.
[20] EDF/Pembina Institute: Economic Analysis of Methane Emission Reduction Opportunities in the Canadian Oil and Natural Gas Industries, in addition to consultation with stakeholders
[21] Upfront cost per facility includes cost of data collection system plus facility share of equipment costs.

[18] Les coûts ont été déterminés à la suite de consultations avec les fournisseurs de services.
[19] Il est présumé que cet équipement est acheté en quantités suffisantes pour accomplir la détection des fuites dans l'ensemble des installations.
[20] EDF/Institut Pembina : Economic Analysis of Methane Emission Reduction Opportunities in the Canadian Oil and Natural Gas Industries, en plus de la consultation avec les intervenants
[21] Le coût de départ par installation comprend le coût d'un système de collecte de données ainsi que la part des coûts de l'équipement pour chaque installation.

Type d'installation	Temps/ inspection (heures) y compris le temps de déplacement	Coût annuel/ installation	Coût de départ/ installation[21]	Nombre d'installations touchées	Total (2018 à 2035; en millions)
Gaz — batterie à puits multiples	5,7	3 250	4 000	7 830	234
Station de compression	11,5	5 990	5 000	7 290	427
Usine de gaz	19,0	9 690	7 700	780	66
Station de comptage	1,4	800	100	2 440	42
Total	-	-	-	**45 640**	**1 204**

Nota : Les totaux de la colonne des installations touchées représentent l'ensemble des installations nouvelles et existantes pour la période d'analyse. Les coûts totaux sont actualisés selon un taux de 3 %.

The analysis assumes that leaks are random and independent events and that new leaks are unlikely to reoccur within the baseline reinspection period (two to four years). Therefore, the number of leaks that are detected and repaired in the baseline and regulatory scenarios are expected to be similar. Under the regulatory scenario, leaks will be detected earlier than they will in the baseline scenario, leading to emissions reductions. As the number of leaks detected is not expected to change significantly, the analysis has not considered the incremental cost of repairs.

L'analyse suppose que les fuites sont des évènements aléatoires et indépendants et que de nouvelles fuites ne sont pas susceptibles de se reproduire dans la période de réinspection de base (de deux à quatre ans). Par conséquent, le nombre de fuites détectées et réparées dans le scénario de référence et le scénario réglementaire devrait être semblable. Dans le scénario réglementaire, les fuites seront détectées plus tôt que dans le scénario de référence, ce qui donnera lieu à une réduction des émissions. Comme il n'est pas attendu que le nombre de fuites détectées change considérablement, l'analyse n'a pas tenu compte des coûts supplémentaires des réparations.

Compressors compliance costs

Facilities with existing reciprocating compressors are expected to replace rod packing more frequently as a result of the Regulations. Rod packing replacement is expected to cost $3,000 per cylinder, with a typical compressor containing between two and six cylinders. The baseline scenario assumes rod-packing replacement is occurring every four years, compared to every three years in the policy scenario. The incremental cost of this increased rod-packing replacement is estimated at an annualized cost of $250 per cylinder. In addition, annual metering costs of $200 per compressor will be incurred to measure vent rates from reciprocating seals for compressors whose emissions are not already being captured.

It is estimated that about 3 790 newly-installed reciprocating compressors will be required to capture or destroy all emitted gases.[22] In most cases, costs will be incurred to install conservation equipment, approximately $37,000 per compressor, with operating costs of about $800 annually. In cases where capturing vented gases isn't feasible, it is assumed facilities will route emitted gases to an existing

Coûts de la conformité en matière de compresseurs

Il est attendu que les installations ayant des compresseurs alternatifs remplacent les garnitures de tige plus fréquemment pour se conformer au Règlement. Le remplacement des garnitures de tige devrait coûter 3 000 $ par cylindre, un compresseur typique contenant de deux à six cylindres. Dans le cadre du scénario de référence, il est présumé que le remplacement des garnitures a lieu tous les quatre ans, par rapport à tous les trois ans dans le scénario réglementaire. Le coût supplémentaire du remplacement plus fréquent des garnitures de tige est évalué à un coût annualisé de 250 $ par cylindre. En outre, un coût annuel de 200 $ par compresseur sera assumé par les installations pour mesurer les taux d'évacuation des joints des compresseurs alternatifs dont les émissions ne sont pas déjà captées.

Il est estimé qu'environ 3 790 compresseurs alternatifs nouvellement installés devront faire l'objet d'un captage ou de la destruction des gaz qu'ils rejettent[22]. Dans la plupart des cas, les coûts proviendront de l'installation d'équipement de conservation, approximativement 37 000 $ par compresseur, et s'accompagneront de coûts d'exploitation annuels d'environ 800 $. Dans les cas où le

[22] This total includes newly installed compressors moved from decommissioned facilities whose rod packing was previously replaced as a result of these Regulations.

[22] Ce total comprend les compresseurs nouvellement installés qui proviennent d'installations mises hors service, et dont les garnitures de tige de piston ont été remplacées précédemment pour respecter le règlement.

flare at an upfront cost of $45,000 with operating costs of about $5,000 annually.[23]

Facilities with centrifugal compressors are expected to augment their compressors with a recovery unit that conserves vented gas from the compressor's wet seal degassing system. It is estimated that there are about 130 affected centrifugal compressors, and the cost of installing a wet seal degassing system is estimated to be $45,000. It is estimated that the compressor standard will result in a cost to industry of $279 million between 2018 and 2035.

captage des gaz évacués n'est pas réalisable, il est présumé que les installations achemineront les gaz rejetés vers une torche existante à un coût de départ de 45 000 $, combiné à un coût d'exploitation annuel de 5 000 $[23].

Il est attendu que les installations ayant des compresseurs centrifuges dotent leurs compresseurs d'une unité de récupération permettant de conserver les gaz évacués par le système de dégazage à joints humides. Le nombre de compresseurs centrifuges touchés serait d'environ 130, tandis que le coût d'installation d'un système de dégazage à joints humides serait approximativement de 45 000 $. On estime que la norme relative aux compresseurs entrainera des coûts de 279 millions de dollars pour l'industrie entre 2018 et 2035.

Table 4: Compliance costs for compressor requirements

Compliance Action	Capital Cost/ Compressor (including install)	Annual Operating Cost/ Compressor	Number of affected compressors	Total Cost (2018–2035; in millions)
Existing Reciprocating — Rod-packing Replacement[24]	-	750–1,500	7 610	132
New Reciprocating — Capture device[25]	37,000	800	3 030	108
New Reciprocating — Re-route gas to existing flare[26]	45,000	5,000	760	34
Existing Centrifugal — Wet seal degassing system[27]	45,000	-	130	5
Total			**11 530**	**279**

Note: Affected compressor totals represent all new and existing compressors over the period of analysis. Total costs are discounted at 3%.

Tableau 4 : Coûts de la conformité aux exigences en matière de compresseurs

Mesure de conformité	Coût en capital/ compresseur (y compris l'installation)	Coût d'exploitation annuel/ compresseur	Nombre de compresseurs touchés	Coût total (2018 à 2035; en millions)
Compresseurs alternatifs existants – Remplacement des garnitures de tige[24]	-	750-1 500	7 610	132
Nouveaux compresseurs alternatifs – dispositif de captage[25]	37 000	800	3 030	108
Nouveaux compresseurs alternatifs – acheminement du gaz à une torche existante[26]	45 000	5 000	760	34
Compresseurs centrifuges existants – Système de dégazage à joints humides[27]	45 000	-	130	5
Total			**11 530**	**279**

Nota : Les totaux de la colonne des compresseurs touchés représentent l'ensemble des compresseurs nouveaux et existants pour la période d'analyse. Les coûts totaux sont actualisés selon un taux de 3 %.

[23] Delphi Group, Methane Abatement Costs: Alberta, 2017
[24] Rod-packing replacement cost determined through stakeholder consultations.
[25] Delphi Group, Methane Abatement Costs: Alberta, 2017
[26] Delphi Group, Methane Abatement Costs: Alberta, 2017
[27] U.S. EPA, Natural Gas STAR Program: Wet Seal Degassing Recovery System for Centrifugal Compressors, 2014

[23] Delphi Group, Methane Abatement Costs: Alberta, 2017
[24] Le remplacement des garnitures a été déterminé dans le cadre de consultations auprès des intervenants.
[25] Delphi Group, Methane Abatement Costs: Alberta, 2017
[26] Delphi Group, Methane Abatement Costs: Alberta, 2017
[27] EPA, Natural Gas STAR Program: Wet Seal Degassing Recovery System for Centrifugal Compressors, 2014

Well completion involving hydraulic fracturing requirements compliance costs

The analysis assumes that, under the regulatory scenario, all affected fracturing and re-fracturing wells outside of Alberta and British Columbia (which are exempt) will flare emitted gases during the well completion process. It is estimated that about 24 000 oil and gas wells will be required to install a flare over the time frame of the analysis. It is expected that flaring well completion requirements will cost $6,200 per completion (flares required for well completions are generally rented on a temporary basis and are therefore less costly than facility flaring described above). It is estimated that this standard will result in a cost to industry of $123 million between 2018 and 2035.

Table 5: Compliance costs for well completions involving hydraulic fracturing

Compliance Action	Rental Cost	Number of affected wells	Total Cost (2018–2035; in millions)
Flare[28]	6,200	24 140	123

Note: Total costs in millions, discounted to present value at 3%

Facility production venting compliance costs

Costs will be incurred by affected facilities in order to either conserve previously vented gas by installing a vapour recovery unit (VRU), or to install a flare or incinerator to destroy the gas. It is estimated that about 760 facilities will conserve gas, while about 6 830 facilities will flare it. Compliance costs borne by industry will include the operating costs associated with ongoing operation and management, and capital costs for VRU and flares. Capital costs are estimated to average $130,000 per facility to purchase and install a VRU, and $130,000 per facility to purchase and install a flare or incinerator.[29] Annual operating costs are estimated at $7,500 per facility to conserve gas, and at $7,500 per facility to flare. The facility production venting standard will result in an estimated cost to industry of $1,273 million between 2018 and 2035.

[28] U.S. EPA, Background Technical Support Document for Proposed Standards: Oil and Natural Gas NSPS, 2011

[29] Capital and operating costs can vary considerably depending on the size of the facility and the vented volumes being controlled. These estimates should be considered an average across all affected facilities.

Coûts de la conformité aux exigences en matière de complétion de puits impliquant la fracturation hydraulique

L'analyse suppose que, dans le scénario réglementaire, tous les puits de fracturation et de refracturation touchés à l'extérieur de l'Alberta et de la Colombie-Britannique (qui sont exemptées) brûleront le gaz émis par torchage durant le processus de complétion de puits. L'analyse estime à 24 000 environ le nombre de puits de pétrole et de gaz qui devront être munis d'une torche pendant la période visée par l'analyse. Les exigences en matière de torchage devraient coûter 6 200 $ par complétion (les torches nécessaires pour la complétion des puits sont généralement louées à titre temporaire et sont donc moins coûteuses que celles décrites ci-dessus). Selon les estimations, cette norme coûtera 123 millions de dollars à l'industrie entre 2018 et 2035

Tableau 5 : Coûts de la conformité pour la complétion de puits impliquant la fracturation hydraulique

Mesure de conformité	Coûts de location	Nombre de puits touchés	Coût total (2018 à 2035; en millions)
Torchage[28]	6 200	24 140	123

Nota : Le coût total en millions est actualisé selon un taux de 3 %.

Coûts de la conformité aux exigences en matière d'évacuation du gaz de production des installations

Les installations touchées assumeront des coûts afin de conserver le gaz qu'elles évacuaient auparavant en installant une unité de récupération des vapeurs (URV), ou de le détruire en installant une torche. Il est estimé que quelque 760 installations conserveront le gaz, tandis qu'environ 6 830 installations le détruiront par torchage. Les coûts de la conformité engagés par l'industrie comprendront les charges d'exploitation associées au fonctionnement courant et à la gestion, et les coûts en capital pour les URV et les torches. Les coûts en capital seraient en moyenne de 130 000 $ par installation pour l'achat et l'installation d'une URV, et de 130 000 $ par installation pour l'achat et l'installation d'une torche ou d'un incinérateur[29]. Les charges d'exploitation annuelles sont estimées à 7 500 $ par installation pour la conservation du gaz, et à 7 500 $ par installation pour le torchage. La norme relative à l'évacuation des gaz des installations de production entraînera des coûts de 1 273 millions de dollars entre 2018 et 2035.

[28] EPA, Background Technical Support Document for Proposed Standards: Oil and Natural Gas NSPS, 2011

[29] Les coûts en capital et d'exploitation peuvent varier considérablement en fonction de la taille de l'installation et des volumes évacués à contrôler. Ces estimations doivent être considérées comme une moyenne pour l'ensemble des installations touchées.

Table 6: Compliance costs for facility production venting requirements

Compliance Action	Capital Cost/ Facility	Annual Operating Cost/ Facility	Number of Affected Facilities	Total Cost (2018–2035; in millions)
VRU[30]	130,000	7,500	760	129
Flare/Incinerator/Enclosed Combustor[31]	130,000	7,500	6 830	1,144
Total	-	-	**7 590**	**1,273**

Note: Affected facility totals represent all new and existing facilities over the period of analysis. Total costs are discounted at 3%.

Tableau 6 : Coûts de la conformité aux exigences en matière d'évacuation du gaz de production

Mesure de conformité	Coût en capital/ installation	Coût d'exploitation annuel/ installation	Nombre d'installations touchées	Coût total (2018 à 2035; en millions)
URV[30]	130 000	7 500	760	129
Torche/incinérateur/chambre de combustion[31]	130 000	7 500	6 830	1 144
Total	-	-	**7 590**	**1 273**

Nota : Les totaux de la colonne du nombre d'installations touchées représentent l'ensemble des installations existantes et nouvelles pour la période d'analyse. Les coûts totaux sont actualisés selon un taux de 3 %.

Pneumatic controllers and pumps compliance costs

The analysis calculates the number of pneumatic devices affected by multiplying the number of affected facilities by an estimated number of devices per facility. It is assumed that new facilities will incur the incremental cost difference between a high-bleed device and a compliant device. Existing facilities will incur either the full cost of a new device, or the cost to retrofit existing devices. In cases in which pneumatic controllers do not have manufacturer's operating specifications, annual measurement of the controller is required.

Incremental compliance costs incurred by existing facilities would be $1,150 per controller retrofit, and $2,100 per controller replacement. For the approximately 10 % of existing controllers without manufacturer's operating specifications, an additional cost of $200 per year is expected to perform annual measurement. For new facilities, the incremental cost of installing a low bleed controller is assumed to be $300. For pneumatic pumps, it is assumed that facilities will replace pumps with solar pumps, which is estimated to cost $7,500 for new facilities and $16,200 for existing facilities. It is estimated that the pneumatics standard will result in a cost to industry of $999 million between 2018 and 2035.

Coûts de la conformité aux exigences en matière de régulateurs et de pompes pneumatiques

L'analyse calcule le nombre d'appareils pneumatiques touchés en multipliant le nombre d'installations touchées par le nombre estimé d'appareils par installation. Elle tient pour acquis que la différence entre un appareil qui émet beaucoup d'émissions et un appareil conforme représenterait un coût supplémentaire pour les nouvelles installations, alors que, pour les installations existant déjà, ce serait le coût total d'un nouvel appareil. Dans les cas où les régulateurs pneumatiques ne possèdent pas de spécifications d'exploitation du fabricant, une mesure annuelle du régulateur est requise.

Les coûts de conformité supplémentaires assumés par les installations existantes seraient de 1 150 $ par modernisation des régulateurs, et de 2 100 $ par remplacement des régulateurs. Pour les régulateurs existants sans spécifications d'exploitation du fabricant, soit environ 10 %, un coût additionnel de 200 $ par année devrait être nécessaire pour effectuer des mesures annuelles. Pour les nouvelles installations, les coûts supplémentaires d'installation de régulateurs à faibles émissions devraient être de 300 $. Il est supposé que les installations remplaceraient les pompes pneumatiques par des pompes solaires; le coût de ce remplacement est évalué à 7 500 $ pour les nouvelles installations et à 16 200 $ pour les installations existantes. La norme sur les régulateurs et les pompes pneumatiques coûtera 999 millions de dollars à l'industrie entre 2018 et 2035.

[30] Colorado Regulation Number 7, Cost-Benefit Analysis, 2014
[31] Petroleum Technology Alliance Canada/Clearstone Engineering, Cost-Benefit Analysis of Heavy Oil Casing Gas Conservation and Conversion Technologies, 2017

[30] Colorado Regulation Number 7, Cost-Benefit Analysis, 2014
[31] Petroleum Technology Alliance Canada/Clearstone Engineering, Cost-Benefit Analysis of Heavy Oil Casing Gas Conservation and Conversion Technologies, 2017

Table 7: Compliance costs for pneumatic controllers and pumps

Compliance Action	Capital Cost (including installation cost)	Annual Operating Cost[32]	Number of affected devices	Total Cost (2018–2035; in millions)
High to low bleed controller retrofit[33]	1,150	20	86 810	72
Replacement of high-bleed with low-bleed	2,100	20	68 850	107
Incremental cost of low-bleed for new facilities	300	-	101 260	25
Replacement of high-bleed pumps with solar pumps[34]	16,200		65 200	633
Incremental cost of solar pumps for new facilities	7,500		30 640	162
Total	-	-	**352 750**	**999**

Note: Affected device totals represent all new and existing devices over the period of analysis. Total costs are discounted at 3%.

Tableau 7 : Coûts de la conformité aux exigences en matière de régulateurs et de pompes pneumatiques

Mesure de conformité	Coût en capital (y compris les coûts d'installation)	Coût annuel d'exploitation[32]	Nombre de dispositifs touchés	Coût total (2018 à 2035; en millions)
Modernisation à faibles émissions des régulateurs à émissions élevées[33]	1 150	20	86 810	72
Remplacement des régulateurs à émissions élevées par des régulateurs à faibles émissions	2 100	20	68 850	107
Coûts supplémentaires des régulateurs à faibles émissions pour les nouvelles installations	300	-	101 260	25
Remplacement des pompes à émissions élevées par des pompes solaires[34]	16 200		65 200	633
Coûts supplémentaires des pompes solaires pour les nouvelles installations	7 500		30 640	162
Total	-	-	**352 750**	**999**

Nota : Les totaux de la colonne du nombre de dispositifs touchés représentent l'ensemble des dispositifs nouveaux et existants pour la période d'analyse. Les coûts totaux sont actualisés selon un taux de 3 %.

Summary of industry compliance costs

Compliance costs associated with the Regulations are estimated at $3.9 billion over the period of analysis. Almost half of the compliance costs are expected to occur in 2022 and 2023 (about $1.7 billion as shown in Figure 1 above), when the facility production venting, and pneumatic device and pump requirements come into effect. Estimates of total compliance costs for each standard are shown in Table 8 below.

Résumé des coûts de la conformité pour l'industrie

Les coûts de conformité associés au Règlement sont évalués à 3,9 milliards de dollars pour la période d'analyse. Presque la moitié des dépenses associées à la conformité devraient être engagées en 2022 et 2023 (1,7 milliard de dollars environ, comme le montre la figure 1, ci-dessus), années où les exigences relatives à l'évacuation et aux appareils et pompes pneumatiques entreront en vigueur. Les estimations des coûts de conformité totaux pour chaque norme sont présentées au tableau 8 ci-dessous.

[32] Cost of annual measurement for approximately 10% of facilities averaged across all facilities.
[33] Controller Costs: Delphi Group, Methane Abatement Costs: Alberta, 2017.
[34] Pump Costs: Greenpath: Modelling inputs for leak and vent rates, 2016.

[32] Coût des mesures annuelles pour environ 10 % des installations, représentant la moyenne pour l'ensemble des installations
[33] Coûts liés aux régulateurs : Delphi Group, Methane Abatement Costs: Alberta, 2017.
[34] Coûts liés aux pompes : Greenpath: Modelling inputs for leak and vent rates, 2016.

Table 8: Industry compliance costs by standard (millions of dollars)

Standard	2018–2025	2026–2030	2031–2035	Total
Leak detection and repair	554	351	300	1,205
Compressors	89	97	94	279
Well completion involving hydraulic fracturing requirements	52	33	28	113
Facility production venting requirements	799	252	222	1,273
Pneumatic controllers and pumps	910	47	41	999
Total	**2,405**	**780**	**685**	**3,870**

Note: Numbers may not add up due to rounding. Monetized values are discounted to present value using a 3% discount rate.

Tableau 8 : Coûts de la conformité pour l'industrie, par norme (millions de dollars)

Norme	2018 à 2025	2026 à 2030	2031 à 2035	Total
Détection et réparation des fuites	554	351	300	1 205
Compresseurs	89	97	94	279
Exigences relatives à la complétion de puits	52	33	28	113
Exigences relatives à l'évacuation des gaz de production des installations	799	252	222	1 273
Régulateurs et pompes pneumatiques	910	47	41	999
Total	**2 405**	**780**	**685**	**3 870**

Nota : Les chiffres étant arrondis, ils peuvent ne pas correspondre au total indiqué. Les valeurs monétaires sont actualisées selon un taux de 3 %.

Industry and government administrative costs to ensure compliance

Presently, there are no federal regulations established to regulate GHG emissions in the oil and gas sector. The Regulations will require facilities to register if they are not already reporting to an approved entity, and facilities to keep records, and submit reports on demand. These industry administrative costs are estimated to be $42 million between 2018 and 2035.[35]

The Department will also incur costs to enforce the Regulations, conduct compliance promotion and administer the Regulations.

With respect to enforcement costs, an estimated one-time cost of about $350,000 is expected to be required for the training of enforcement officers, $1,700 to meet information management requirements, and $96,800 for intelligence assessment work. The annual enforcement costs are estimated to be $390,600, which includes $214,500 for inspections and measures to deal with alleged violations,

[35] In the "One-for-One" Rule section of the Regulatory Impact Analysis Statement (RIAS), these costs are also annualized at $1.8 million in 2012 dollars over a 10-year period (2018–2027) using a 7% discount rate as per the *Red Tape Reduction Regulations*.

Coûts administratifs du gouvernement et de l'industrie pour assurer la conformité

À l'heure actuelle, aucun Règlement fédéral ne régit les émissions de GES dans le secteur pétrolier et gazier. Le Règlement exigera que les installations s'enregistrent si elles ne font pas déjà rapport à une entité approuvée, et que les installations tiennent des documents et produisent des rapports sur demande. Ces coûts administratifs sont estimés à 42 millions de dollars pour la période allant de 2018 à 2035[35].

Le Ministère engagera lui aussi des frais pour faire respecter le Règlement, tenir des activités de promotion de la conformité et gérer le Règlement.

Pour ce qui est des coûts d'application du Règlement, le coût ponctuel pour la formation des agents d'application de la loi serait de 350 000 $ environ, auquel s'ajouteraient 1 700 $ pour satisfaire aux exigences de la gestion de l'information et 96 800 $ pour les travaux d'évaluation des données. Le coût annuel de l'application du Règlement est estimé à 390 600 $. Ce coût inclut 214 500 $ pour les

[35] À la section du RÉIR sur la règle du « un pour un », ces coûts sont aussi annualisés à 1,8 million en dollars de 2012 sur une période de 10 ans (2018-2027) en fonction d'un taux d'actualisation de 7 % conformément au *Règlement sur la réduction de la paperasse*.

about $41,000 for investigations, about $135,000 for prosecutions, and about $6,800 for recurring training. In total, enforcement costs are estimated to be $6.3 million between 2018 and 2035.

inspections et les mesures en cas d'infraction présumée, environ 41 000 $ pour les enquêtes, environ 135 000 $ pour les poursuites, et environ 6 800 $ pour la formation récurrente. Au total, le coût de l'application du Règlement est évalué à quelque 6,3 millions de dollars pour la période de 2018 à 2035.

Compliance promotion activities are intended to encourage the regulated community to achieve compliance. Compliance promotion costs include distributing the Regulations electronically, developing and distributing promotional materials (such as a fact sheet and web material), advertising in trade and association magazines and attending trade association conferences. This cost is estimated to be $150,000 between 2018 and 2022.

Les activités de promotion de la conformité visent à aider la collectivité réglementée à se conformer à la réglementation. Les coûts associés aux activités de promotion de la conformité sont ceux de la diffusion électronique du Règlement, de la conception et la distribution de matériel promotionnel (comme des fiches de renseignements et de la documentation Web), de la publicité dans des revues spécialisées et professionnelles, et de la participation aux conférences d'associations professionnelles. Ce coût est estimé à 150000 $ entre 2018 et 2022.

The Regulations allow for a temporary permitted exemption for facilities where meeting certain requirements will be technically or economically infeasible. These permits will need to be reviewed and approved by the Government of Canada. The total cost of permit reviews is estimated to be $280,000 between 2018 and 2035.

Le Règlement prévoit un permis d'exemption temporaire pour les installations lorsque certaines exigences seraient impossibles à mettre en œuvre pour des raisons techniques ou économiques. Ces permis devront être examinés et approuvés par le gouvernement du Canada. Selon les estimations, le coût total de l'examen des permis serait de 280 000 $ entre 2018 et 2035.

Table 9 below summarizes the administrative cost to ensure compliance for both industry and Government.

Le tableau 9 ci-dessous résume les coûts administratifs de l'industrie et du gouvernement pour assurer la conformité.

Table 9: Administrative costs for industry and Government (millions of dollars)

	2018–2025	2026–2030	2031–2035	Total
Industry administrative costs	18	13	11	42
Government administrative costs	4	2	1	7
Total administrative costs	22	14	12	**49**

Note: Numbers may not add up due to rounding. Monetized values are discounted to present value using a 3% discount rate.

Tableau 9 : Coûts administratifs de l'industrie et du gouvernement (en millions de dollars)

	2018 à 2025	2026 à 2030	2031 à 2035	Total
Coûts administratifs de l'industrie	18	13	11	42
Coûts administratifs du gouvernement	4	2	1	7
Total des coûts administratifs	22	14	12	**49**

Nota : Les chiffres étant arrondis, ils peuvent ne pas correspondre au total indiqué. Les valeurs monétaires sont actualisées selon un taux de 3 %.

Administrative costs to industry and Government necessary to ensure compliance are estimated to be $49 million between 2018 and 2035.

Les coûts administratifs nécessaires pour assurer la conformité sont estimés à 49 millions de dollars pour l'industrie et le gouvernement entre 2018 et 2035.

Benefits of regulatory coverage and compliance

The Regulations will reduce vented and fugitive emissions of methane, a potent GHG and short-lived climate pollutant, through the requirements to conserve or destroy fugitive and vented natural gas. This means that some natural gas that would have otherwise been wasted will be conserved as a potential energy source. In addition, emissions of VOCs will be reduced, leading to improved air quality, which can improve the environment and health of Canadians.

To monetize the benefits, the social cost of carbon (SCC) has been applied to the expected CO_2 emissions, and the social cost of methane ($SCCH_4$) has been applied to the expected methane (CH_4) emission reductions to value the avoided climate change damages resulting from reductions in GHG emissions. A market price for natural gas has been applied to value the amount of gas conserved. Health and environmental benefits attributed to reductions in VOCs have been estimated based on a scenario analysis concluded in 2016.

Quantification of benefits

The analysis estimated the conserved gas and quantified the emission reductions by first developing detailed engineering emissions estimates for the baseline and regulatory scenario, and then scaling these to the Department's overall emission estimates for the oil and gas sector in order to ensure that the estimates are consistent.

To calculate venting and fugitive gas reductions, baseline and policy emission factors for the various standards and product types were multiplied by the total number of devices or facilities for the respective standard. This procedure calculates the total amount of gas that will be emitted with and without the Regulations. The difference between the emissions in the baseline scenario and the emissions in the regulatory scenario were used to estimate the incremental reductions.

The sources for the emission factors differ for each standard.

- For facility production venting requirements, provincial data on facility venting and flaring volumes were used to estimate the baseline emissions, and compared to the required reductions as per the Regulations.
- For LDAR, the emission factors derived from the Clearstone Engineering emission factor study, and modified

Avantages de la portée et du respect du Règlement

Le Règlement réduira les émissions fugitives et d'évacuation de méthane, un puissant gaz à effet de serre et polluant climatique de courte durée de vie, grâce aux exigences de conservation ou de destruction du gaz naturel fugitif et évacué. Cela signifie qu'une certaine quantité de gaz naturel qui aurait été perdue sera conservée comme source éventuelle d'énergie. Les émissions de COV diminueront en outre, ce qui améliorera la qualité de l'air et, donc, l'environnement et la santé de la population canadienne.

Pour connaître la valeur monétaire des avantages et celle des dommages évités liés au changement climatique associés à la réduction des émissions de GES, le coût social du carbone (CSC) a été appliqué aux émissions de CO_2 attendues et le coût social du méthane ($CSCH_4$) a été appliqué à la réduction des émissions de méthane (CH_4) attendue. Le prix du gaz naturel sur les marchés a été appliqué pour établir la valeur de la quantité de gaz conservé. Les avantages pour la santé et l'environnement attribuables aux réductions des émissions de COV ont été estimés d'après une analyse des scénarios réalisée en 2016.

Quantification des avantages

Dans l'analyse, le gaz conservé a été estimé et les réductions d'émissions ont été quantifiées en établissant d'abord des estimations techniques détaillées des émissions pour le scénario de référence et le scénario réglementaire, puis en les mettant à l'échelle des estimations globales des émissions du Ministère pour le secteur pétrolier et gazier afin que les émissions soient cohérentes.

Pour calculer les réductions des émissions évacuées et fugitives, les coefficients d'émission du scénario de référence et du scénario réglementaire pour les diverses normes et les divers types de produits ont été multipliés par le nombre total de dispositifs ou d'installations pour chacune des normes. Cette procédure permet de calculer la quantité totale de gaz qui sera rejetée avec ou sans le projet de règlement. La différence entre les émissions dans le scénario de référence et les émissions dans le scénario réglementaire ont permis d'estimer les réductions supplémentaires.

Les sources des facteurs d'émission diffèrent pour chacune des normes.

- En ce qui concerne les exigences relatives à l'évacuation du gaz de production des installations, les données provinciales sur l'évacuation et les volumes de gaz brûlé par torchage ont permis d'estimer les émissions de référence et de les comparer aux réductions exigées conformément au Règlement.

using a method described in the EPA Protocol for Equipment Leak Emission Estimates.[36,37]

— For well completion involving hydraulic fracturing requirements, emission factors are obtained from the U.S. EPA.[38]

— For pneumatic devices, emission factors were developed from an engineering assessment of pneumatic devices undertaken in British Columbia in 2013.[39]

— For compressors, the emission factors for the reciprocating compressors are estimated using a dataset from Target Emission Services. For centrifugal compressors, the emission factors are obtained from an engineering assessment of compressors undertaken in 2014 by the U.S. EPA.[40]

To determine emissions of the various pollutants contained in emitted gases, the composition of gas streams is determined using estimates of gas composition from the Clearstone Engineering report,[41] with the exception of gas from facility production venting, as these composition ratios were obtained from a combination of reports from provinces.[42] To obtain the amounts of CO_2, CH_4 or VOCs reduced, the natural gas reductions are multiplied by the composition ratios for each standard which are provided in Table 10 below.

Table 10: Composition of gas by standard and product type

Standard	Product Type	CO_2	CH_4	VOCs
Venting	Light oil	10%	53%	22%
Venting	Heavy oil	6%	89%	2%
Venting	Cold heavy oil with sand (CHOPS)	2%	94%	1%

36 Clearstone Engineering: Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factors, 2014
37 U.S. EPA: Protocol for Equipment Leak Emission Estimates, 1995, Clearstone Engineering: CH4 and VOC Emissions from the Canadian Upstream Oil and Gas Industry — Volume 2, July 1999
38 U.S. EPA: Background Technical Support Document for Proposed Standards: Oil and Natural Gas NSPS, 2011
39 The Prasino Group: Final Report for determining Bleed Rates for Pneumatic Devices in British Columbia, 2013
40 U.S. EPA, Natural Gas STAR Program: Wet Seal Degassing Recovery System for Centrifugal Compressors, 2014
41 Clearstone Engineering: Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factors, 2014
42 Average composition of gas ratios from provincial reported information were used for the facility production venting standard estimates.

— Pour la DRF, les coefficients d'émission sont issus de l'étude sur les coefficients d'émission de Clearstone Engineering et modifiés au moyen d'une méthode décrite dans le Protocol for Equipment Leak Emission Estimates de l'EPA[36,37].

— Pour les prescriptions relatives à la complétion des puits par fracturation hydraulique, les facteurs d'émission ont été obtenus de l'EPA des États-Unis[38].

— Pour les dispositifs pneumatiques, les coefficients d'émission ont été dérivés d'une évaluation technique des dispositifs pneumatiques entrepris en Colombie-Britannique en 2013[39].

— En ce qui concerne les compresseurs, les coefficients d'émission pour les compresseurs alternatifs ont été estimés à l'aide un jeu de données de Target Emission Services. Pour les compresseurs centrifuges, les coefficients ont été issus d'une évaluation technique des compresseurs entreprise en 2014 par l'EPA des États-Unis[40].

Pour déterminer les émissions des divers polluants contenus dans les gaz rejetés, la composition des flux de gaz a été déterminée à l'aide des estimations de la composition des gaz du rapport de Clearstone Engineering[41], à l'exception de l'évacuation des gaz de production des installations, ces ratios de compositions ayant été obtenus de divers rapports des provinces[42]. Pour chiffrer les réductions de CO_2, de CH_4 ou de COV, les réductions de gaz naturel ont été multipliées par les ratios de compositions pour chacune des normes, qui sont présentés au tableau 10 ci-dessous.

Tableau 10 : Composition des gaz par norme et type de produit

Norme	Type de produit	CO_2	CH_4	COV
Évacuation	Pétrole léger	10 %	53 %	22 %
Évacuation	Pétrole lourd	6 %	89 %	2 %
Évacuation	Pétrole lourd à froid avec sables pétrolifères (CHOPS)	2 %	94 %	1 %

36 Clearstone Engineering: Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factors, 2014
37 EPA des États-Unis : Protocol for Equipment Leak Emission Estimates, 1995, Clearstone Engineering: CH_4 and VOC Emissions from the Canadian Upstream Oil and Gas Industry — Volume 2, juillet 1999
38 EPA des États-Unis : Background Technical Support Document for Proposed Standards: Oil and Natural Gas NSPS, 2011
39 The Prasino Group: Final Report for determining Bleed Rates for Pneumatic Devices in British Columbia, 2013
40 EPA des États-Unis, Natural Gas STAR Program: Wet Seal Degassing Recovery System for Centrifugal Compressors, 2014
41 Clearstone Engineering: Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factors, 2014
42 La composition moyenne des ratios de gaz à partir de l'information provinciale déclarée a été utilisée pour les estimations de la norme d'évacuation des installations.

Standard	Product Type	CO_2	CH_4	VOCs
All others	Light oil	1%	84%	4%
All others	Heavy oil	1%	84%	4%
All others	Non-associated gas	2%	88%	5%
All others	Tight gas	>1%	94%	2%
All others	Shale gas	>1%	94%	2%
All others	Coal bed methane gas	>1%	96%	1%
All others	Gas processing	2%	88%	5%

Norme	Type de produit	CO_2	CH_4	COV
Toutes les autres	Pétrole léger	1 %	84 %	4 %
Toutes les autres	Pétrole lourd	1 %	84 %	4 %
Toutes les autres	Gaz non associé	2 %	88 %	5 %
Toutes les autres	Gaz de réservoir compact	>1 %	94 %	2 %
Toutes les autres	Gaz de schiste	>1 %	94 %	2 %
Toutes les autres	Méthane de houille	>1 %	96 %	1 %
Toutes les autres	Traitement du gaz	2 %	88 %	5 %

The engineering emission estimates were then scaled to align with the departmental baseline emissions forecasts. The departmental baseline emission projections for the oil and gas sector are determined using the production forecast of oil and gas from the NEB, in combination with the National Inventory Report. These departmental projections are developed in the Energy, Emissions and Economy model (E3MC), one of the Department's models for developing GHG emission projections and analyzing policy impacts in Canada. This analysis uses emissions projections as reported in *Canada's 2016 Greenhouse Gas Emissions Reference Case*.[43]

Les estimations techniques des émissions ont ensuite été mises à l'échelle des prévisions du Ministère pour les émissions de référence. Les projections du Ministère pour les émissions du scénario de référence du secteur pétrolier et gazier sont établies à partir des prévisions de la production du pétrole et du gaz de l'ONE, en combinaison avec le rapport d'inventaire national. Ces prévisions ministérielles sont établies dans le modèle énergie-émissions-économie (E3MC), un des modèles du Ministère pour le développement de projections d'émissions de GES et l'analyse des impacts politiques au Canada. Cette analyse est fondée sur les prévisions en matière d'émissions issues du *Scénario de référence des émissions de gaz à effet de serre de 2016 pour le Canada*[43].

The engineering estimates were used to derive a baseline for all fugitive and venting emissions, which was calculated for five provinces; British Columbia, Alberta, Saskatchewan, Manitoba and Ontario, and five sectors; natural gas production, natural gas processing, heavy oil mining, light oil mining, and natural gas pipelines. The mapping of these sectors between E3MC and the engineering model, in addition to how emissions are characterized in the analysis below, is shown in Figure 3 below.

Les estimations techniques ont été utilisées pour obtenir une valeur de référence pour l'ensemble des émissions fugitives et évacuées, qui a été calculée pour cinq provinces (Colombie-Britannique, Alberta, Saskatchewan, Manitoba et Ontario) et cinq secteurs (production de gaz naturel, traitement du gaz naturel, extraction de pétrole lourd, extraction de pétrole léger et gazoducs). La figure 3 ci-dessous présente la cartographie de ces secteurs entre le modèle E3MC et le modèle technique, ainsi que la façon dont les émissions sont caractérisées dans l'analyse ci-dessous.

Figure 3: Sector mapping between key models

E3MC		Engineering Model		RIAS analysis
Natural gas production	→	Tight gas	→	Natural gas production
		Shale gas		
		Non-associated gas		
		Coalbed methane gas		
		Compressor stations	→	Natural gas processing
Natural gas processing	→	Gas plants		

[43] Canada's 2016 Greenhouse Gas Emissions Reference Case

[43] Scénario de référence des émissions de gaz à effet de serre de 2016 pour le Canada

E3MC		Engineering Model		RIAS analysis
Heavy oil mining	➔	Heavy oil mining (includes CHOPS)	➔	Heavy oil mining
Primary Oil Sands				
Light oil mining	➔	Light oil mining	➔	Light oil mining
Natural gas pipelines	➔	Natural gas pipelines	➔	Natural gas pipelines

Figure 3 : Cartographie des secteurs selon le modèle clé

E3MC		Modèle technique		Analyse du RÉIR
Production de gaz naturel	➔	Gaz de réservoir étanche	➔	Production de gaz naturel
		Gaz de schiste		
		Gaz non associé		
		Méthane de houille		
		Stations de compression	➔	Traitement du gaz naturel
Traitement du gaz naturel	➔	Usine de traitement du gaz naturel		
Extraction de pétrole lourd	➔	Extraction de pétrole lourd (inclus la production du pétrole lourd à froid)	➔	Extraction de pétrole lourd
Sables pétrolifères primaires				
Extraction de pétrole léger	➔	Extraction de pétrole léger	➔	Extraction de pétrole léger
Pipelines de gaz naturel	➔	Pipelines de gaz naturel	➔	Pipelines de gaz naturel

The engineering baseline estimates were compared to the departmental baseline emissions forecast for these provinces and sectors to obtain a set of ratios, or scaling factors, as follows:

$$\text{Scaling Factor}_{\text{sector,province}} = \frac{\text{E3MC Baseline Emissions}_{\text{sector,province}}}{\text{Engineering Baseline Emissions}_{\text{sector,province}}}$$

These scaling factors were then applied to the engineering reduction estimates for each pollutant and for estimates of conserved gas to derive final incremental estimates for the Regulations.

Production and venting data reported to the provinces in 2016 showed a significant reduction in venting volumes, with increasing fuel use of gas on site, which is understood to be the result of industry action. As the current departmental baseline includes historic data up to 2014, this 2016 reduction in emissions is not included. To reflect changes in the latest reported data, the baseline was adjusted to account for these reductions. The analysis has thus attributed these emission reductions to industry action, which are estimated at about 4Mt annually (see Figure 4 below).

Les estimations techniques de référence ont ensuite été comparées aux prévisions du Ministère pour les émissions de référence de ces provinces et secteurs afin d'obtenir un ensemble de coefficients ou de facteurs d'échelle, à savoir :

$$\text{Facteur d'échelle}_{\text{secteur,province}} = \frac{\text{Émissions de référence modèle E3MC}_{\text{secteur,province}}}{\text{Émissions de référence modèle technique}_{\text{secteur,province}}}$$

Ces facteurs d'échelle ont ensuite été appliqués aux estimations techniques de réduction des émissions pour chacun des polluants et aux estimations du gaz conservé afin d'obtenir des estimations finales supplémentaires pour le Règlement.

Les données sur la production et l'évacuation déclarées aux provinces en 2016 ont révélé une réduction importante des volumes évacués, due à une utilisation accrue du gaz comme combustible sur place, ce qui est compris comme étant le résultat de l'action de l'industrie. Comme les émissions de référence actuelle du Ministère reposent sur des données historiques remontant jusqu'à 2014, cette réduction des émissions n'a pas été incluse. Pour refléter les derniers changements des données rapportées, les estimations de référence ont été modifiées pour tenir compte de cette réduction. L'analyse a donc attribué

cette réduction d'émissions à cette mesure de l'industrie, estimée à environ 4 Mt annuellement (voir la figure 4 ci-dessous).

Greenhouse gas emission reductions

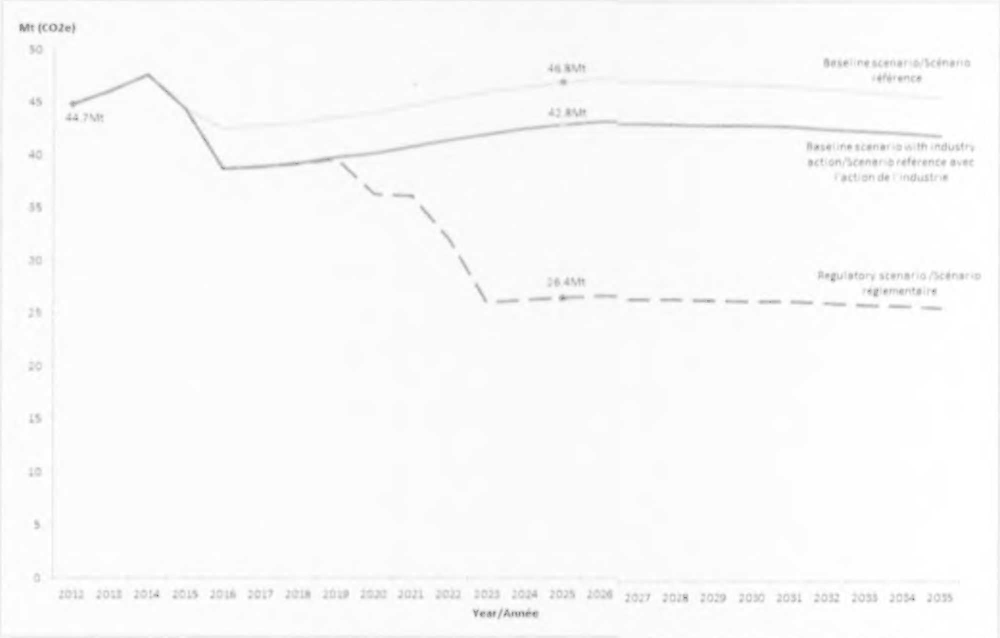
The Regulations will reduce methane emissions that would otherwise be emitted into the atmosphere. At the same time, the Regulations are estimated to result in a slight increase in flaring activities, which will slightly increase CO_2 emissions. The Regulations will reduce 9.9 Mt of methane emissions over the time frame of analysis. Using a global warming potential factor of 25, the decrease in methane emissions is estimated at 247 Mt CO_2e between 2018 and 2035. The increase in CO_2 as a result of the increase in flaring activities is estimated to be 15 Mt over the time frame of analysis. Emissions in the baseline and policy scenarios are demonstrated in Figure 4 below, with the difference representing emission reductions attributable to the Regulations.

Réduction des gaz à effet de serre (GES)

Le Règlement réduira les émissions de méthane qui, autrement, seraient rejetées dans l'atmosphère. Par ailleurs, il entraînera, selon les estimations, une faible augmentation des activités de torchage qui causera une légère hausse des émissions de CO_2. Le Règlement réduira les émissions de méthane de 9,9 Mt pendant la période visée par l'analyse. Si un facteur de potentiel de réchauffement de la planète de 25 est utilisé, la diminution des émissions de méthane est estimée à 247 Mt d'éq. CO_2 entre 2018 et 2035. L'augmentation du CO_2 consécutive à l'accroissement du torchage est estimée à 15 Mt au cours de la période visée par l'analyse. La figure 4 ci-dessous illustre les émissions du scénario de référence et du scénario réglementaire, la différence représentant la réduction des émissions attribuable au Règlement.

Figure 4: Baseline and policy methane emissions (2012–2035)

Figure 4 : Émissions de méthane selon le scénario de référence et le scénario réglementaire (2012-2035)



The net GHG emission reductions are measured as the combined reductions of CH_4 and CO_2, as well as the increase in CO_2 emissions from increased flaring. It is estimated that a net 232 Mt CO_2e of GHG emissions will be reduced between 2018 and 2035 as a result of the Regulations as seen in Table 11 below.

La réduction nette des émissions équivaut aux réductions combinées du CH_4 et du CO_2, ainsi qu'à l'augmentation des émissions de CO_2 causée par l'accroissement du torchage. La réduction nette des émissions de GES faisant suite à l'application du Règlement est estimée à 232 Mt d'éq. CO_2 entre 2018 et 2035, comme le montre tableau 11 ci-après.

Table 11: GHG emission reductions per standard (in Mt CO_2e)

	Net GHGs (CH_4 + CO_2)				CH_4	CO_2
Standard	**2018–2025**	**2026–2030**	**2031–2035**	**2018–2035**	**2018–2035**	**2018–2035**
Facility production venting requirements	22	32	32	86	101	-15
Leak detection and repairs	19	16	16	52	52	0
Well completion involving hydraulic fracturing requirements	2	1	1	4	5	-1
Pneumatic controllers and pumps	20	28	28	76	76	0
Compressors	4	5	5	14	14	0
Total	**67**	**83**	**82**	**232**	**247**	**-15**

Note: Numbers may not add up due to rounding. CO_2 emissions increase as a result of facilities flaring vented gas. Methane (CH_4) emissions are presented in Mt CO_2e, which is calculated by multiplying methane emission reductions by a global warming potential of 25.

Tableau 11: Réduction des émissions de gaz à effet de serre par norme (en Mt d'éq. CO_2)

	GES nets (CH_4 + CO_2)				CH_4	CO_2
Norme	**2018-2025**	**2026-2030**	**2031-2035**	**2018-2035**	**2018-2035**	**2018-2035**
Prescriptions relatives à l'évacuation des gaz de production des installations	22	32	32	86	101	-15
Détection et réparations des fuites	19	16	16	52	52	0
Exigences relatives à la complétion de puits impliquant la fracturation hydraulique	2	1	1	4	5	-1
Régulateurs et pompes pneumatiques	20	28	28	76	76	0
Compresseurs	4	5	5	14	14	0
Total	**67**	**83**	**82**	**232**	**247**	**-15**

Nota : Les chiffres étant arrondis, la somme ne correspond pas nécessairement au total indiqué. Les émissions de CO_2 augmentent parce que les installations brûlent le gaz évacué à la torche. Les émissions de méthane (CH_4) sont présentées en Mt d'éq. CO_2 (réduction des émissions de méthane multipliée par un potentiel de réchauffement de la planète de 25).

The impacts of reducing GHG emissions in the atmosphere were valued using the departmental $SCCH_4$ and SCC.[44] The $SCCH_4$ and SCC represent estimates of the economic value of avoided climate change damages at the global level for current and future generations (from present day to 2300) as a result of reducing CH_4 and CO_2 emissions over the time frame of analysis (2018–2035).

Estimated values of the $SCCH_4$ range from $1,288 in 2018 to $2,050 in 2035, while estimates of the SCC range from $45 in 2018 to $62 in 2035. Over the time frame of analysis, the $SCCH_4$ is applied to 247 Mt of methane reductions and the SCC is applied to 15 Mt increase in CO_2 as a result of

Les impacts de la réduction des émissions de GES dans l'atmosphère ont été évalués à l'aide du $CSCH_4$ et du CSC du Ministère[44]. Le $CSCH_4$ et le CSC sont des estimations de la valeur économique pour les générations actuelles et futures (d'aujourd'hui à 2300) des dommages causés par les changements climatiques que la réduction des émissions de CH_4 et de CO_2 permet d'éviter à l'échelle mondiale sur la période visée par l'analyse (2018 à 2035).

La valeur économique estimative du $CSCH_4$ varie de 1 288 $ en 2018 à 2 050 $ en 2035, et celle du CSC varie de 45 $ en 2018 à 62 $ en 2035. Pendant la période visée par l'analyse, le $CSCH_4$ est appliqué à 247 Mt de réductions de méthane et le CSC, à une augmentation du CO_2 de 15 Mt

[44] Note that SCC and $SCCH_4$ estimates are rounded and converted to 2015 dollars for the analysis. Further information regarding the social cost of methane can be found in the Technical Update to Environment and Climate Change Canada's Social Cost of Greenhouse Gas Estimates.

[44] Notez que les estimations relatives au CSC et au $CSCH_4$ sont arrondies et converties en dollars de 2015 pour l'analyse. D'autres renseignements sur le coût social du méthane se trouvent dans la Mise à jour technique des estimations du coût social des gaz à effet de serre réalisées par Environnement et Changement climatique Canada.

flaring. The estimated present value of the reduction of GHGs is about $11.6 billion.

causée par le torchage. La valeur estimative actualisée de la réduction des GES avoisine 11,6 milliards de dollars.

Table 12: Total present value of GHG emission reductions (millions of dollars)

Standard	2018–2025	2026–2030	2031–2035	Total
Facility production venting requirements	1,123	1,649	1,603	4,376
Leak detection and repairs	967	811	771	2,548
Well completion involving hydraulic fracturing requirements	97	60	48	205
Pneumatic controllers and pumps	988	1,394	1,381	3,764
Compressors	221	234	240	695
Total	**3,396**	**4,148**	**4,044**	**11,588**

Note: Numbers may not add up due to rounding. Monetized values are discounted to present value using a 3% discount rate. The $SCCH_4$ is applied to the reduction of methane emissions while the SCC is applied to the increase in CO_2 emissions.

Tableau 12 : Valeur actualisée totale de la réduction des émissions de GES (en millions de dollars)

Norme	2018-2025	2026-2030	2031-2035	Total
Exigences relatives à l'évacuation des gaz de production des installations	1 123	1 649	1 603	4 376
Détection et réparation des fuites	967	811	771	2 548
Prescriptions relatives à la complétion de puits impliquant la fracturation hydraulique	97	60	48	205
Régulateurs et pompes pneumatiques	988	1 394	1 381	3 764
Compresseurs	221	234	240	695
Total	**3 396**	**4 148**	**4 044**	**11 588**

Nota : Les chiffres étant arrondis, la somme ne correspond pas nécessairement au total indiqué. Les valeurs en argent sont actualisées selon un taux de 3 %. Le $CSCH_4$ est appliqué à la réduction des émissions de méthane, alors que le CSC est appliqué à l'augmentation des émissions de CO_2.

Contribution to national oil and gas methane target

In March 2016, Canada adopted a target to reduce emissions of methane from their oil and gas sectors by 40% to 45% below 2012 levels by 2025. It is expected that the Regulations will lead to a 16.4 Mt reduction in methane emissions in 2025, which combined with the estimated 4Mt reduction attributed to industry action for the purposes of this analysis would lead to a reduction of 40% below 2012 levels. It is important to note that in the absence of this estimated industry action, equivalent measures will be required by the regulations, thus, ensuring the approximately 20 Mt of reductions required for the attainment of the target.

Contribution to Paris Agreement commitment (emission reductions in 2030)

Canada committed to reduce GHG emissions by 30% below 2005 levels by 2030 under the Paris Agreement. In December 2016, the Department estimated that annual

Contribution à la cible nationale de réduction des émissions de méthane du pétrole et du gaz

En mars 2016, le Canada a adopté une cible de réduction des émissions de méthane des secteurs pétroliers et gaziers de 40 à 45 % sous les niveaux de 2012 d'ici 2025. Il est prévu que le règlement entraînera une réduction de 16,4 Mt des émissions de méthane en 2025, ce qui, combiné à la réduction estimée de 4 Mt attribuable à l'action de l'industrie aux fins de cette analyse, entrainerait une réduction de 40% par rapport aux niveaux de 2012. Il est important de noter qu'en l'absence de cette action estimée de l'industrie, des mesures équivalentes seront requises par le règlement, assurant ainsi les réductions d'environ 20 Mt nécessaires à l'atteinte de l'objectif.

Contribution à l'engagement pris dans le cadre de l'Accord de Paris (réduction des émissions en 2030)

En vertu de l'Accord de Paris, le Canada s'est engagé à réduire ses émissions de GES de 30 % sous les niveaux de 2005 d'ici 2030. En décembre 2016, le Ministère a estimé

emission reductions of 219 Mt CO_2e will be required in 2030 to deliver on this commitment. GHG reductions from the Regulations (16.5 Mt) will contribute 8% to Canada's GHG emissions reduction target (219 Mt) under the Paris Agreement.[59] For the Regulations, the cumulative GHG emission reductions between 2018 and 2030 are estimated to be 150 Mt CO_2e.

que des réductions d'émissions annuelles de 219 Mt CO_2e seraient nécessaires en 2030 pour respecter cet engagement. Les réductions des émissions de GES découlant du Règlement (16,5 Mt) donneront lieu à une contribution de 8 % à la cible de réduction des émissions de GES (219 Mt) du Canada en vertu de l'Accord de Paris[59]. Pour les besoins du Règlement, les réductions cumulatives des émissions de GES entre 2018 et 2030 sont estimées à 150 Mt d'éq. CO_2.

Contribution to Pan-Canadian Framework

The Pan-Canadian Framework was developed to establish a comprehensive plan to meet Canada's commitments under the Paris Agreement. The Framework proposed a range of complementary climate actions to support pricing carbon pollution in reducing GHG emissions. The Regulations are one such measure that will reduce emissions in a complementary fashion to carbon pricing systems across Canada.

Contribution au Cadre pancanadien

Le Cadre pancanadien a été élaboré afin de définir un plan exhaustif pour que le Canada puisse honorer ses engagements en vertu de l'Accord de Paris. Dans le but de réduire les émissions de GES, il propose diverses mesures complémentaires de lutte contre les changements climatiques à l'appui d'une tarification de la pollution par le carbone. Le Règlement est une des mesures qui permettra de réduire les émissions de façon complémentaire aux systèmes de tarification du carbone à l'échelle du Canada.

VOC emission reductions

The Regulations, through reductions of fugitive and venting emissions, will also reduce by up to 773 kt the quantity of VOCs that would have entered the atmosphere over the time frame of analysis (see Table 13 below). VOCs are air pollutants that contribute to the formation of ground level ozone and particulate matter ($PM_{2.5}$), which are the main constituents of smog. Exposure to smog is linked to adverse health impacts, including increased risk of premature death, chronic and short-term respiratory and cardiac problems, as well as negative environmental effects on vegetation, buildings and visibility.

Réduction des émissions de COV

Par le biais de la réduction des émissions fugitives et d'évacuation, le Règlement réduira également d'environ 773 kt la quantité de COV qui auraient pénétrés dans l'atmosphère au cours de la période visée par l'analyse (voir le tableau 13 ci-dessous). Les COV sont des polluants atmosphériques qui contribuent à la formation d'ozone troposphérique et de particules ($PM_{2,5}$), soit les principaux composants du smog. L'exposition au smog est associée à des effets nocifs pour la santé, incluant un risque accru de mort prématurée, des problèmes respiratoires et cardiaque chroniques et à court terme, de même qu'à des répercussions environnementales négatives sur la végétation, les édifices et la visibilité.

Table 13: Estimated VOC reductions by standards (in kt)

Standard	2018–2025	2026–2030	2031–2035	Total
Facility production venting requirements	143	211	204	**558**
Leak detection and repairs	34	29	28	**91**
Well completion involving hydraulic fracturing requirements	4	2	2	**8**
Pneumatic controllers and pumps	24	33	33	**90**
Compressors	9	9	10	**28**
Total VOC reductions	**213**	**284**	**276**	**773**

Note: Numbers may not add up due to rounding.

[59] Based on Canada's 2016 Greenhouse Gas Emissions Reference Case, which were the most recent projections available at the time of this analysis. In December 2017 new projections have been published in Canada's Seventh National Communication report to the United Nations Framework Convention on Climate Change.

[59] Selon le scénario de référence des émissions de gaz à effet de serre du Canada de 2016, qui étaient les projections les plus récentes disponibles au moment de cette analyse. En décembre 2017, de nouvelles projections ont été publiées dans le septième rapport de la communication nationale du Canada à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques.

Tableau 13 : Estimation de la réduction des émissions de COV par norme (en kt)

Standard	2018-2025	2026-2030	2031-2035	Total
Exigences relatives à l'évacuation des gaz de production des installations	143	211	204	**558**
Détection et réparation des fuites	34	29	28	**91**
Exigences relatives à la complétion de puits impliquant la fracturation hydraulique	4	2	2	**8**
Régulateurs et pompes pneumatiques	24	33	33	**90**
Compresseurs	9	9	10	**28**
Réduction totale des émissions de COV	**213**	**284**	**276**	**773**

Nota : Les chiffres étant arrondis, la somme ne correspond pas nécessairement au total indiqué.

A scenario analysis was conducted by the Department and Health Canada to evaluate the potential health and environmental benefits of changes in primary emissions of air pollutants expected to result from the Regulations. This analysis was based on preliminary modelling of VOC reductions completed in 2016. The table below outlines the emission results from the 2016 modelled case compared to the expected reductions in the final analysis, for which air quality modelling was not completed. As the 2016 modelled case resulted in less VOC reductions than the final results, this scenario likely underestimates the air quality benefits attributable to the Regulations.

Le Ministère et Santé Canada ont réalisé une analyse de scénarios afin d'évaluer les avantages possibles pour la santé et l'environnement attribuables aux changements dans les principales émissions de polluants atmosphériques qui devraient découler du Règlement. Cette analyse était fondée sur la modélisation préliminaire de la réduction des émissions de COV effectuée en 2016. Le tableau ci-dessous montre les résultats relatifs aux émissions du scénario modélisé de 2016 en comparaison avec les réductions attendues dans le scénario final, qui ne comprend pas de modélisation de la qualité de l'air. Le scénario modélisé de 2016 donne lieu à une réduction des émissions de COV moins élevée que le scénario final; il sous-estime donc sans doute les avantages pour la qualité de l'air attribuable au Règlement.

Table 14: Estimated VOC reductions by scenario (in kt)

National VOC Reductions	2016 Preliminary (modeled)	2017 Final (not modelled)
VOC Reductions in 2025	48	57
VOC Reductions in 2035	51	54

Tableau 14 : Estimation de la réduction des émissions de COV par scénario (en kt)

Réduction nationale des émissions de COV	Scénario préliminaire de 2016 (modélisé)	Scénario final de 2017 (non modélisé)
Réduction des émissions de COV en 2025	48	57
Réduction des émissions de COV en 2035	51	54

The estimated VOC reductions were used as inputs and applied to the baseline emissions in 2025 and 2035 within A Unified Regional Air-Quality Modelling System (AURAMS). AURAMS was then used by the Department to estimate the impacts on ambient air quality resulting from the interaction of changes in methane emissions with existing ambient air quality, daily weather and wind patterns.

Les estimations de la réduction des émissions de COV ont été utilisées en tant qu'intrants et ont été appliquées aux émissions de référence pour 2025 et 2035 dans le Système régional unifié de modélisation de la qualité de l'air (AURAMS). Le Ministère a ensuite utilisé l'AURAMS pour estimer les impacts sur la qualité de l'air ambiant découlant de l'interaction entre les changements dans les émissions de méthane et la qualité de l'air ambiant, les conditions météorologiques quotidiennes et les configurations des vents actuels.

Health and environmental benefits

Health Canada applied the Air Quality Benefits Assessment Tool (AQBAT) to estimate the health and economic

Avantages pour la santé et l'environnement

Santé Canada a utilisé l'Outil pour évaluer les avantages d'une meilleure qualité de l'air (OEAQA) pour estimer les

impacts associated with the air quality projections generated by AURAMS for 2025 and 2035. The modelled changes in ambient air quality levels were allocated to each Canadian census division and used as inputs for AQBAT. Based on changes in local ambient air quality, AQBAT estimated the likely reductions in average per capita risks for a range of health impacts known to be associated with air pollution exposure. These changes in per capita health risks were then multiplied by the affected populations in order to estimate the reduction in the number of adverse health outcomes across the Canadian population. AQBAT also applied economic values drawn from the available literature to estimate the average per capita economic benefits of lowered health risks.

Similarly, air quality modelling results for 2025 and 2035 from AURAMS were used as an input for the Air Quality Valuation Model 2 (AQVM2) to model environmental impacts. Air pollutants such as VOCs are precursors to the formation of secondary particulate matter and ground-level ozone, which impact air quality and the environment by damaging forest ecosystems, crops and wildlife. Smog and deposition of suspended particles may impair visibility and result in the soiling of surfaces, respectively, thereby reducing the welfare of residents and recreationists, and potentially increasing cleaning expenditures.

Monetized health and environmental benefits have been derived over the period of full implementation, from 2023-2035. Modelled results for 2025 and 2035 were assumed to extend in linear trends over this period. Over the time frame considered, health and environmental benefits attributable to changes in air quality resulting from the Regulations are estimated to be $240 million. The majority of these projected benefits are a result of estimated reductions in the risk of premature death multiplied by an estimate of the average willingness-to-pay for small reductions in the risk of premature death.

Table 15: Summary of Health and Environmental Benefits (in millions) based on 2016 modelling results

Monetized benefits (millions of dollars)	2025	2035	Total (2023–2035)
Air quality benefits	17	18	240

Note: Monetary values discounted to present value using a 3% discount rate.

répercussions sur la santé et l'économie associées aux prévisions sur la qualité de l'air générées par l'AURAMS pour 2025 et 2035. Les changements modélisés dans les niveaux de qualité de l'air ambiant ont été affectés à chaque division de recensement du Canada et ont servi d'intrants dans l'OEAQA. En se basant sur les changements de la qualité de l'air à l'échelle locale, l'OEAQA a estimé les réductions probables des risques moyens par habitant pour tout un éventail d'incidences sur la santé dont on sait qu'elles sont liées à l'exposition à la pollution atmosphérique. Ces changements des risques par habitant ont ensuite été multipliés par les populations touchées afin de calculer la réduction du nombre d'effets indésirables sur la santé chez la population canadienne. L'OEAQA a aussi utilisé des valeurs économiques tirées de la documentation disponible pour estimer les retombées économiques moyennes par habitant découlant d'une réduction des risques pour la santé.

De même, les résultats de la modélisation de la qualité de l'air pour 2025 et 2035 provenant de l'AURAMS ont servi d'intrants dans le Modèle d'évaluation de la qualité de l'air 2 (MEQA 2) pour modéliser les impacts environnementaux. Les polluants atmosphériques comme les COV sont des précurseurs de la formation de particules secondaires et d'ozone troposphérique, qui ont une incidence sur la qualité de l'air et l'environnement en causant des dommages aux écosystèmes forestiers, aux cultures et à la faune. Le smog et le dépôt de particules en suspension peuvent réduire la visibilité et souiller les surfaces, respectivement, ce qui réduit le bien-être des habitants et des amateurs de plein air et peut accroître les dépenses de nettoyage.

La valeur monétaire des avantages pour la santé et l'environnement a été établie pour la période de mise en œuvre complète, soit de 2023 à 2035. Il a été supposé que les résultats modélisés pour 2025 et 2035 s'étendent dans des tendances linéaires au cours de cette période. Au cours de la période considérée, les avantages pour la santé et l'environnement attribuables aux changements de la qualité de l'air découlant du Règlement sont estimés à 240 millions de dollars. La majorité de ces bénéfices projetés est le résultat des réductions estimées du risque de décès prématuré multipliées par une estimation de la volonté de payer moyenne pour de petites réductions du risque de décès prématuré.

Tableau 15 : Résumé des avantages pour la santé et l'environnement (en millions de dollars) selon les résultats de la modélisation de 2016

Valeur en argent des avantages (millions de dollars)	2025	2035	Total (2023-2035)
Avantages liés à la qualité de l'air	17	18	240

Nota : Les valeurs en argent sont actualisées selon un taux de 3 %.

Conserved gas

Methane is the primary component in natural gas, which can be used as a source of energy for heating, cooking, and electricity generation. Technical and process changes required by the Regulations will limit methane venting, reduce fugitive emissions, and thus lead to the conservation of approximately 351 PJ of natural gas (see Table 16).[46]

Gaz conservé

Le méthane est la principale composante du gaz naturel, qui peut être utilisé comme source d'énergie pour le chauffage, la cuisson et la production d'électricité. Les modifications techniques et les changements aux processus qu'exigera le Règlement limiteront l'évacuation du méthane et réduiront les émissions fugitives, ce qui mènera à la conservation d'environ 351 PJ de gaz naturel (voir le tableau 16)[46].

Table 16: Estimation of conserved gas by standard (in PJ)

Standard	2018–2025	2026–2030	2031–2035	Total
Facility production venting requirements	8	14	13	**35**
Leak detection and repairs	43	36	35	**115**
Well completion involving hydraulic fracturing requirements	0	0	0	**0**
Pneumatic controllers and pumps	44	63	63	**170**
Compressors	10	11	11	**31**
Total conserved gas	**105**	**123**	**122**	**351**

Note: Numbers may not add up due to rounding.

Tableau 16 : Estimation du gaz conservé par norme (en PJ)

Standard	2018-2025	2026-2030	2031-2035	Total
Exigences relatives à l'évacuation des gaz de production des installations	8	14	13	**35**
Détection et réparation des fuites	43	36	35	**115**
Exigences relatives à la complétion des puits impliquant la fracturation hydraulique	0	0	0	**0**
Régulateurs et pompes pneumatiques	44	63	63	**170**
Compresseurs	10	11	11	**31**
Gaz conservé, total	**105**	**123**	**122**	**351**

Nota : Les chiffres étant arrondis, la somme ne correspond pas nécessairement au total indiqué.

The Regulations will lead to two opposing effects on total marketable gas production. First, compliance costs imposed by the Regulations are expected to lead to some premature well abandonment and foregone drilling, which will reduce production. Second, methane captured which would have otherwise been lost increases production. It is expected that the lost production from these shut-in wells would lead to a decrease in net exports of natural gas (and other fuels).[47] Recovered gas resulting from compliance with the Regulations would be expected to offset some of this decrease in net exports resulting from this lost production. Compliance costs are assumed

Le règlement entrainera deux effets opposés sur la production totale de gaz commercialisable. Premièrement, les coûts de conformité imposés par le Règlement devraient entrainer un abandon prématuré des puits et des pertes de forage, ce qui réduira la production. Deuxièmement, le méthane capturé, qui aurait autrement été perdu, augmente la production. Il est attendu que la perte de production de ces puits fermés entraine une diminution des exportations nettes de gaz naturel (et d'autres combustibles)[47]. Le gaz récupéré résultant de la conformité au Règlement devrait compenser une partie de cette diminution des exportations nettes résultant de cette

[46] For the purposes of the analysis, conservation refers to both gas conserved for sale or for use as fuel on site.

[47] It is assumed domestic consumption will remain unchanged.

[46] Aux fins de l'analyse, le terme « conservation » fait référence au gaz conservé pour la vente et au gaz conservé pour être utilisé comme combustible sur place.

[47] Il est présumé que la consommation résidentielle restera inchangée.

to be incurred for some facilities and components that will be shut-in to avoid these costs, in lieu of a direct value of this lost production. Additionally, the costs associated with recovering this gas have been accounted for in this analysis. Thus, it is appropriate to use the market price net of transportation costs of natural gas to value this conserved resource. The conservation value of VOCs has not been quantified due to the relatively small quantities and the variability of hydrocarbon make-up of these VOCs.

perte de production. Il est attendu que le gaz récupéré découlant de la conformité au Règlement vienne compenser une partie de la baisse des exportations nettes causée par cette perte de production. Les coûts de mise en conformité sont présumés être engagés pour certaines installations et composantes qui seront fermées afin d'éviter ces coûts, au lieu d'une valeur directe de cette perte de production. De plus, les coûts associés à la récupération de ce gaz ont été pris en compte dans cette analyse. Par conséquent, il convient d'utiliser le prix du marché net des coûts de transport du gaz naturel pour déterminer la valeur de cette ressource conservée. La valeur de la conservation des COV n'a pas été quantifiée en raison des quantités relativement faibles et de la variabilité de la composition en hydrocarbures de ces COV.

A reference price for natural gas, which adjusts the market price to account for transportation costs, was used to estimate society's willingness to pay for this conserved gas. Alberta Energy Regulator estimates of the Alberta Reference Price (ARP) were used, ranging from $3.04/GJ in 2018 to $4.45/GJ in 2035.[48] These prices were then applied to the estimated quantity of methane that will be conserved. The value of conserved gas as a result of the Regulations is estimated to be $1.0 billion over the time frame of the analysis (see Table 17).[49]

Afin d'estimer la volonté de la société de payer pour ce gaz conservé, un prix de référence du gaz naturel qui s'adapte au prix du marché pour tenir compte des coûts de transport a été utilisé. Plus précisément, les estimations du prix de référence de l'Alberta (PRA), établies par l'Alberta Energy Regulator, qui varient de 3,04 $/GJ en 2018 à 4,45 $/GJ en 2035[48] ont été utilisées. Ces prix ont ensuite été appliqués à la quantité estimative de méthane qui sera conservée. La valeur du gaz conservé en raison de l'adoption du Règlement est estimée à 1,0 milliard de dollars au cours de la période visée par l'analyse (voir le tableau 17)[49].

Table 17: Total present value of conserved gas (millions of dollars)

Standard	2018–2025	2026–2030	2031–2035	Total
Facility production venting requirements	25	42	35	**102**
Leak detection and repairs	129	112	97	**337**
Well completion involving hydraulic fracturing requirements	0	0	0	**0**
Pneumatic controllers and pumps	134	192	173	**500**
Compressors	30	32	30	**92**
Total value of conserved gas	318	378	335	**1,031**

Note: Numbers may not add up due to rounding. Monetized values are discounted to present value using a 3% discount rate. It is assumed conservation of this gas will not lead to incremental combustion emissions. A sensitivity analysis below examines the potential impact if combustion of this gas leads to incremental emissions.

Tableau 17 : Valeur actualisée totale du gaz conservé (en millions de dollars)

Norme	2018-2025	2026-2030	2031-2035	Total
Exigences relatives à l'évacuation des gaz de production des installations	25	42	35	**102**
Détection et réparation des fuites	129	112	97	**337**
Exigences relatives à la complétion des puits hydrauliques	0	0	0	**0**

[48] Alberta Energy Regulator, Commodity Prices Data. Prices assumed to grow at the same rate as the NEB's Henry Hub natural gas forecast beyond 2025.

[49] National Energy Board "Canada's Energy Future 2016: Energy Supply and Demand Projections to 2040 — Appendices", 2016

[48] Alberta Energy Regulator, Commodity Prices Data (en anglais seulement). Les prix devraient croître au même rythme que les prévisions du gaz naturel du Henry Hub de l'ONÉ au-delà de 2025.

[49] Office national de l'énergie, Avenir énergétique du Canada en 2016 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040 — Annexes, 2016

Norme	2018-2025	2026-2030	2031-2035	Total
Régulateurs et pompes pneumatiques	134	192	173	**500**
Compresseurs	30	32	30	**92**
Valeur totale du gaz conservé	318	378	335	**1 031**

Nota : Les chiffres étant arrondis, la somme ne correspond pas nécessairement au total indiqué. Les valeurs en argent sont actualisées selon un taux de 3 %. Il est supposé que la conservation de ce gaz n'entraînera pas d'émissions de combustion supplémentaires. Une analyse de sensibilité ci-dessous examine l'impact potentiel de la combustion de ce gaz afin de déterminer si celle-ci conduit à des émissions incrémentielles.

Summary of benefits and costs

By 2035, the Regulations are estimated to result in cumulative net GHG emission reductions of 232 Mt, valued at about $11.6 billion, cumulative gas conserved of 351 PJ, valued at about $1.0 billion, and 773 kt of VOC emission reductions valued at $240 million. The total benefits of the Regulations are valued at about $12.9 billion. The Regulations will also result in costs to industry and government of $3.9 billion. The net benefits of the Regulations to Canadians are $8.9 billion. These costs and benefits associated with the Regulations are summarized in Table 18.

Résumé des avantages et de coûts

D'ici à 2035, le Règlement pourrait entraîner une réduction cumulative nette des émissions de GES de 232 Mt, évaluée à environ 11,6 milliards de dollars, la conservation cumulative de 351 PJ de gaz, évaluée à environ 1,0 milliard de dollars, et une réduction de 773 kt des émissions de COV, évaluée à 240 millions de dollars. Les avantages totaux du Règlement sont évalués à quelque 12,9 milliards de dollars. Le Règlement entraînera aussi des coûts de 3,9 milliards de dollars pour l'industrie et le gouvernement. Les avantages nets du Règlement sont de 8,9 milliards de dollars pour les Canadiens. Les coûts et avantages associés au Règlement sont résumés au tableau 18.

Table 18: Summary of benefits and costs

Monetized Impacts (millions of dollars)	2018–2025	2026–2030	2031–2035	Total
Climate change benefits	3,396	4,148	4,044	11,588
Health and environmental benefits	58	90	92	240
Value of conserved gas	318	378	335	1 031
Total benefits	3,772	4,616	4,471	12,859
Industry compliance costs	2,405	780	685	3,870
Industry administrative costs	18	13	11	42
Government administrative costs	4	2	1	7
Total costs	2,427	794	697	3,918
Net benefits	1,345	3,822	3,774	8,940
Quantified benefits				
Net GHG reduction (Mt CO_2e)	67	83	82	232
VOC reduction (kt)	213	284	276	773
Gas conserved (PJ)	105	123	122	351

Note: Numbers may not add up due to rounding. Monetized values are discounted to present value using a 3% discount rate.

Tableau 18 : Résumé des coûts et avantages

Valeur en argent des impacts (millions de dollars)	2018-2025	2026-2030	2031-2035	Total
Avantages sur le plan des changements climatiques	3 396	4 148	4 044	11 588
Avantages pour la santé et l'environnement	58	90	92	240
Valeur du gaz conservé	318	378	335	1 031
Avantages totaux	3 772	4 616	4 471	12 859

Valeur en argent des impacts (millions de dollars)	2018-2025	2026-2030	2031-2035	Total
Coûts de la conformité pour l'industrie	2 405	780	685	3 870
Coûts administratifs pour l'industrie	18	13	11	42
Coûts administratifs pour le gouvernement	4	2	1	7
Coûts totaux	2 427	794	697	3 918
Avantages nets	1 345	3 822	3 774	8 940
Avantages quantifiés				
Réduction nette des GES (Mt d'éq. CO_2)	67	83	82	232
Réduction des émissions de COV (kt)	213	284	276	773
Gaz conservé (PJ)	105	123	122	351

Nota : Les chiffres étant arrondis, la somme ne correspond pas nécessairement au total indiqué. Les valeurs en argent sont actualisées selon un taux de 3 %.

Cost per tonne of GHG emission reductions (2018–2030)

The Regulations are expected to achieve a net 150 Mt CO_2e cumulative reduction in GHG emission reductions by 2030, which will contribute to addressing Canada's international commitments, including the 2015 Paris Agreement. To achieve these GHG emission reductions, it is expected that compliance costs of $3.2 billion will be incurred between 2018 and 2030. However, conserved gas valued at $700 million over the same time frame is also expected. Overall, as indicated in Table 19, the anticipated GHG emission reductions will be achieved at an estimated cost per tonne of $21, and a net cost per tonne of about $17.

Coût par tonne de la réduction des émissions de GES (2018-2030)

Le Règlement devrait permettre une réduction cumulative nette des émissions de GES de 150 Mt d'éq. CO_2 d'ici à 2030, ce qui aidera le Canada à respecter ses engagements internationaux, notamment l'Accord de Paris de 2015. Pour parvenir à cette réduction des émissions de GES, des coûts de conformité de 3,2 milliards de dollars seront engagés entre 2018 et 2030. Cependant, la valeur du gaz conservé pendant la même période est estimée à 700 millions de dollars. Dans l'ensemble, comme l'indique le tableau 19, la réduction prévue des émissions de GES coûtera 21 $ par tonne, selon les estimations, et le coût net sera d'environ 17 $ par tonne.

Table 19: Cost per tonne of GHG emission reductions (2018–2030)

Standard	Costs (millions of dollars)	Value of conserved gas (millions of dollars)	GHG Emission Reductions (Mt CO_2e)	Cost per Tonne ($/t CO_2e)	Net Cost per Tonne ($/t CO_2e)
Leak detection and repairs	905	241	36	25	19
Compressors	186	62	9	20	13
Well completion involving hydraulic fracturing requirements	85	0	3	28	28
Facility production venting requirements	1,051	67	54	19	18
Pneumatic controllers and pumps	957	326	48	20	13
Total	**3,185**	**696**	**150**	**21**	**17**

Note: Monetized values are discounted to present value using a 3% discount rate.

Tableau 19 : Coût par tonne de la réduction des émissions de GES (2018-2030)

Norme	Coût (millions de dollars)	Valeur du gaz conservé (millions de dollars)	Réduction des émissions de GES (MT d'éq. CO_2)	Coût par tonne ($/t d'éq. CO_2)	Coût net par tonne ($/t d'éq. CO_2)
Détection et réparation des fuites	905	241	36	25	19
Compresseurs	186	62	9	20	13

Norme	Coût (millions de dollars)	Valeur du gaz conservé (millions de dollars)	Réduction des émissions de GES (MT d'éq. CO_2)	Coût par tonne ($/t d'éq. CO_2)	Coût net par tonne ($/t d'éq. CO_2)
Exigences relatives à la complétion de puits impliquant la fracturation hydraulique	85	0	3	28	28
Exigences relatives à l'évacuation des gaz de production des installations	1 051	67	54	19	18
Régulateurs et pompes pneumatiques	957	326	48	20	13
Total	**3 185**	**696**	**150**	**21**	**17**

Nota : Les valeurs en argent sont actualisées selon un taux de 3 %.

These costs per tonne results reflect expected compliance costs and conserved gas savings to reduce tonnes of GHG emissions from methane. These results do not account for when emission reductions occur, or for the value society may place on the avoided damages.

Ces coûts à la tonne reflètent les coûts prévus de la conformité et l'économie de gaz conservé pour réduire des tonnes d'émissions de GES du méthane. Ces résultats ne tiennent pas compte du moment où les réductions ont lieu ni de la valeur que la société peut accorder aux dommages évités.

Distributional analysis of regulatory impacts

This summary presents the benefits and costs to Canadian society as whole. These impacts are not uniformly distributed across society so the analysis has considered a range of distributional impacts.

Analyse distributionnelle des impacts du Règlement

Le résumé qui suit présente les avantages et les coûts pour l'ensemble de la société canadienne. Les répercussions ne sont pas réparties uniformément dans toute la société; l'analyse a donc tenu compte d'un éventail d'impacts distributionnels.

Impacts by region

The compliance costs associated with the Regulations will vary by region. The production of oil and gas is mainly concentrated in the provinces of British Columbia (B.C.), Alberta (Alta.), and Saskatchewan (Sask.). Table 20 shows the breakdown of overall costs, emission reductions, and conserved gas attributable to the Regulations across Canadian regions. Due to the concentration of oil and gas activities in the Western provinces, the majority of impacts are expected in British Columbia, Alberta, and Saskatchewan with the remainder distributed throughout the rest of Canada (ROC).

Impacts par région

Les coûts de conformité associés au Règlement varieront selon la région. La production de pétrole et de gaz est surtout concentrée en Colombie-Britannique (C.-B.), en Alberta (Alb.) et en Saskatchewan (Sask.). Le tableau 20 présente la répartition des coûts globaux, la réduction des émissions, et la quantité de gaz conservé attribuables au Règlement selon les régions du Canada. Compte tenu de la concentration des activités pétrolières et gazières dans les provinces de l'Ouest, les impacts les plus importants sont prévus en Colombie-Britannique, en Alberta et en Saskatchewan, les autres étant répartis dans le reste du Canada (RDC).

Table 20: Distribution of quantified benefits and monetized costs across regions

Category	B.C.	Alta.	Sask.	ROC	Total
Reduced net GHG emissions (Mt CO_2e)	22	122	86	2	232
Gas conserved (PJ)	46	232	67	5	351
Reduced VOC emissions (kt)	50	400	315	8	773
Compliance costs (million $)	348	2,190	1,289	42	3,870

Note: Numbers may not add up due to rounding. Monetized values are discounted to present value using a 3% discount rate. The benefits of quantified reductions and conserved gas displayed in the table do not necessarily accrue to the corresponding province.

Tableau 20 : Répartition des avantages quantifiés et des coûts selon les régions

Catégorie	C.-B.	Alb.	Sask.	RDC	Total
Réduction des émissions de GES (Mt d'éq. CO_2)	22	122	86	2	232
Gaz conservé (PJ)	46	232	67	5	351
Réduction des émissions de COV (kt)	50	400	315	8	773
Coûts de conformité (million $)	348	2 190	1 289	42	3 870

Nota : Les chiffres étant arrondis, la somme ne correspond pas nécessairement au total indiqué. Les valeurs en argent sont actualisées selon un taux de 3 %. Les avantages quantifiés liés aux réductions et au gaz conservé figurant dans le tableau ne profitent pas nécessairement à la province correspondante.

Impacts by sub-sector

The compliance costs associated with the Regulations will also vary by sub-sector within the oil and gas industry. Table 21 shows the breakdown of overall costs and benefits of the Regulations across oil and gas products. Due to the large number of facilities affected, the natural gas production and processing sector is expected to incur the largest cumulative costs and attributed emission reductions over the period of analysis.

Impacts par sous-secteur

Les coûts de conformité associés au Règlement varieront aussi en fonction du sous-secteur de l'industrie pétrolière et gazière. Le tableau 21 présente la répartition des avantages et des coûts globaux du Règlement selon les produits pétroliers et gaziers. En raison du grand nombre d'installations affectées, le secteur de production et de transformation du gaz naturel devrait avoir les coûts cumulatifs les plus importants ainsi que les réductions d'émissions attribuées les plus importantes au cours de la période d'analyse.

Table 21: Distribution of quantified benefits and monetized costs across sub-sectors

Category	Light Oil Mining	Heavy Oil Mining	Natural Gas Production	Natural Gas Processing	Natural Gas Transmission	Total
Reduced net GHG emissions (Mt CO_2e)	58	63	80	27	2	232
Gas conserved (PJ)	77	29	179	60	5	351
Reduced VOC emissions (kt)	590	36	84	58	5	773
Compliance costs (million $)	1,153	581	1,420	663	52	3,870

Note: Numbers may not add up due to rounding. Monetized values are discounted to present value using a 3% discount rate. The benefits of quantified emission reductions and conserved gas displayed in the table do not necessarily accrue to the corresponding sub-sector.

Table 21 : Répartition des avantages quantifiés et des coûts selon les sous-secteurs

Catégorie	Extraction de pétrole léger	Extraction de pétrole lourd	Production de gaz naturel	Traitement du gaz naturel	Transport du gaz naturel	Total
Réduction des émissions de GES (Mt d'éq. CO_2)	58	63	80	27	2	232
Gaz conservé (PJ)	77	29	179	60	5	351
Réduction des émissions de COV (kt)	590	36	84	58	5	773
Coûts de conformité (million $)	1 153	581	1 420	663	52	3 870

Nota : Les chiffres étant arrondis, la somme ne correspond pas nécessairement au total indiqué. Les valeurs en argent sont actualisées selon un taux de 3 %. Les avantages quantifiés liés aux réductions et au gaz conservé figurant dans le tableau ne profitent pas nécessairement au sous-secteur correspondant.

Consumer impacts

Given that crude oil and natural gas are commodities which are priced in global and continental markets, the Regulations are not expected to have impacts on the price of these products. Therefore, the Regulations are not expected to have impacts on consumers.

Competitiveness impacts

The Regulations will impose compliance costs on oil and gas companies, which will divert resources from other productive uses. The impacts of the costs of regulatory compliance will likely be greater for firms with constrained access to capital, such as smaller oil and gas producers with lower levels of production.

The Department anticipates that the impact of the Regulations will likely be small for producers of light oil and natural gas. Heavy oil producers are expected to experience slightly larger financial impact as a result of the Regulations, because compliance costs represent a larger proportion of their current development costs relative to natural gas and light oil wells. This results in a greater proportional impact on profitability for heavy oil wells.

Total undiscounted compliance costs are estimated to be $4.96 billion over the period of analysis. In 2016, total capital and operating expenditures, excluding royalty payments, in the Western Canadian conventional oil and gas sector were $33.5 billion, the lowest level since 2003 and 31% lower than the average annual expenditures over the previous 10 years. If spending in the sector remained at these comparatively low levels over the time frame of analysis, the compliance costs from the Regulations would represent less than 0.8% of cumulative industry expenditures ($603.8 billion) over the 18-year period.

For existing facilities, the costs of compliance can represent large one-time expenses. Some investments could be influenced at the margin and these costs could affect the viability of some existing facilities with lower production levels if they do not have sufficient time remaining in the facility's life to recover the compliance costs. In certain cases, existing facilities may cease production earlier than they otherwise would have in the absence of the Regulations.

In response to the potential financial and competitiveness impacts of the Regulations, several flexibilities have been included. For example, standards that will require significant capital investment, such as the facility production venting requirements and the pneumatic controller and

Impacts sur les consommateurs

Les prix du pétrole brut et du gaz naturel étant fixés par les marchés continentaux et mondiaux, il n'est pas attendu à ce que le Règlement ait une incidence sur le prix de ces produits. Le Règlement ne devrait donc pas avoir de conséquences chez les consommateurs.

Impacts sur la compétitivité

Le Règlement imposera des coûts de conformité aux sociétés pétrolières et gazières qui ne pourront pas affecter ces ressources à d'autres utilisations productives. Les effets des coûts de la conformité au projet de règlement seront vraisemblablement plus grands pour les sociétés dont l'accès au capital est limité, comme les petits producteurs de pétrole et de gaz produisant peu.

Le Ministère prévoit que l'impact du Règlement sur les producteurs de pétrole léger et de gaz naturel sera vraisemblablement faible. Les producteurs de pétrole lourd devraient subir des répercussions financières légèrement plus importantes en raison du Règlement, car les coûts de conformité représentent une proportion plus importante de leurs coûts de développement actuels par rapport au gaz naturel et aux puits de pétrole léger. Cela se traduit par un impact proportionnel plus important sur la rentabilité des puits de pétrole lourd.

Les coûts totaux non actualisés de la conformité sont estimés à 4,96 milliards de dollars pendant la période visée par l'analyse. En 2016, les dépenses totales d'exploitation et en capital, sauf les paiements de redevances, dans le secteur traditionnel du pétrole et du gaz de l'Ouest canadien ont été de 33,5 milliards de dollars, le plus faible niveau depuis 2003, qui représente 31 % de moins que les dépenses annuelles moyennes au cours des 10 années précédentes. Si les dépenses dans le secteur restent à ces niveaux comparativement bas au cours de la période visée par l'analyse, les coûts de conformité au Règlement représenteraient moins de 0,8 % des dépenses cumulatives de l'industrie (603,8 milliards de dollars) sur 18 ans.

Pour les installations existantes, les coûts de la conformité peuvent représenter de grosses dépenses ponctuelles. Certains investissements pourraient être influencés à la marge et ces coûts pourraient nuire à la viabilité de certaines installations existantes dont la production est faible, s'il ne reste pas assez de temps avant qu'elles ne soient désaffectées pour que les coûts de la conformité puissent être récupérés. Dans certains cas, des installations pourraient cesser de produire plus tôt qu'elles ne l'auraient fait en l'absence du Règlement.

En réponse aux incidences financières et sur le plan de la compétitivité potentielles du Règlement, plusieurs mesures d'assouplissement ont été prévues. Par exemple, les normes qui exigeront un investissement en capital important, comme les exigences relatives à l'évacuation

pump requirements will not come into force until 2023, giving firms lead time to adjust. The Regulations will also allow facilities that experience technical or economic challenges from complying with the standard for pneumatic pumps to apply for a time-limited exemption permit. Further, the Department has made modifications to the Regulations from those proposed in CG-I which reduce compliance costs by an estimated $500 million over the period of analysis.

des gaz de production des installations et les exigences sur les régulateurs et pompes pneumatiques, n'entreront pas en vigueur avant 2023, ce qui donnera aux sociétés le temps de s'ajuster. Le Règlement permettra aussi aux installations qui ont de la difficulté sur le plan technique ou économique à respecter la norme relative aux pompes pneumatiques à demander un permis d'exemption pour une durée limitée. De plus, le Ministère a apporté des modifications au Règlement dans la Partie I de la *Gazette du Canada* qui réduiront les coûts de conformité de 500 millions de dollars, selon les estimations, au cours de la période visée par l'analyse.

There will be a general alignment with U.S. measures when the Regulations come into effect for both new and existing facilities in 2020 and 2023, based on U.S. requirements currently in place. Since 2012, the U.S. EPA has been regulating tank venting, well completions involving hydraulic fracturing operations, low vent pneumatic devices, compressor venting and fugitive emissions from new onshore oil and gas facilities. Given the annual investments made to both maintain and increase crude oil and natural gas production, these requirements are expected to apply to most existing U.S. facilities by 2023. The emission sources covered by both regulatory regimes are generally aligned. Additionally, almost all U.S. oil and gas production is subject to more general state-level venting requirements, with some states, such as Pennsylvania, California, and Colorado, taking additional actions to manage fugitive emissions.

Au moment où le Règlement entrera en vigueur pour les installations nouvelles et existantes en 2020 et 2023 respectivement, il y aura une harmonisation générale avec les mesures des États-Unis conformément aux exigences américaines actuellement en place. Depuis 2012, l'EPA des États-Unis a réglementé l'évacuation des gaz des réservoirs, la complétion des puits impliquant la fraction hydraulique, les dispositifs pneumatiques de faible purge, l'évacuation des compresseurs et les émissions fugitives provenant des nouvelles installations pétrolières et gazières terrestres. Compte tenu des investissements annuels réalisés pour maintenir et accroître la production de pétrole brut et de gaz naturel, ces exigences devraient s'appliquer à la plupart des installations américaines existantes d'ici 2023. En règle générale, les sources d'émissions qu'englobent les deux régimes de réglementation sont harmonisées. De plus, la majorité de la production pétrolière et gazière des États-Unis est assujettie à des exigences étatiques plus générales en matière d'évacuation, certains États comme la Pennsylvanie, la Californie et le Colorado prennent des mesures additionnelles pour gérer les émissions fugitives.

Distribution of climate change benefits

Répartition des avantages pour la lutte contre les changements climatiques

The Social Cost of Carbon and Social Cost of Methane are measures of the incremental avoided global damages from a decrease in CO_2 or CH_4 emissions. Therefore, the climate change benefits attributable to the Regulations, estimated at $11.6 billion, will be distributed globally. There are two unique aspects to climate change that justify the use of global values to value the benefit of GHG reductions: (1) it involves a global externality, where emissions anywhere in the world contribute to global damages; and (2) the only way to effectively address climate change is through global action. Therefore, the Department has concluded that the most credible approach to estimating the social cost of greenhouse gases is on a global scale.

Le coût social du carbone et le coût social du méthane sont des mesures des dommages supplémentaires évités à l'échelle mondiale grâce à la réduction des émissions de CO_2 et de CH_4. Ainsi, les avantages pour la lutte contre les changements climatiques découlant du Règlement, estimés à 11,6 milliards de dollars, seront répartis à l'échelle mondiale. Il existe deux aspects propres aux changements climatiques qui justifient le recours à des valeurs mondiales pour évaluer les avantages de la réduction des émissions de GES : (1) ils concernent une externalité mondiale, c'est-à-dire que les émissions à quelque endroit que ce soit dans le monde contribuent aux dommages à l'échelle planétaire; (2) la seule façon de traiter les changements climatiques est de prendre des mesures à l'échelle planétaire. Ainsi, le Ministère a conclu que l'approche la plus crédible pour évaluer le coût social des gaz à effet de serre est à l'échelle mondiale.

Uncertainty of impact estimates

The results of this analysis are based on key parameter estimates, which may be higher or lower than indicated by available evidence. Given this uncertainty, sensitivity analyses were conducted to assess the impact of changes to these parameters on the expected net benefits of the Regulations, where possible.

Compliance costs: The estimated costs of compliance may be higher or lower than estimated in the central analysis. Feedback from stakeholders was solicited by the Department, which yielded a range of results. Additionally, it is expected that future technological advances in leak detection technology could result in significantly lower costs. To estimate the effect on the final results of different cost estimates, sensitivity analyses were conducted for two scenarios; a low cost scenario which assumes the lower range of costs, including adoption of new LDAR technology such as aerial leak detection methods, or low-cost sensors (25% uptake in 2021 increasing to 100% in 2030); and a high cost scenario which assumes an upper bound on costs, both based on information received through consultation with stakeholders. These two scenarios estimate the costs of the Regulations could vary between a range of $2.3 billion and $5.8 billion.

Baseline emissions estimates: Recent studies which measured methane emissions from the oil and gas sector have found that fugitive and venting emissions may be significantly greater than current estimates. The central analysis first estimates emissions using an engineering model, and then scales these estimates to the departmental baseline. As the engineering model estimates significantly higher baseline emissions than the departmental baseline, an analysis of the results without scaling emissions was conducted to determine the impact of greater emissions on the overall results. Costs in this scenario are unchanged, as they were not scaled in the central analysis. This alternate scenario results in benefits equal to $21.9 billion, with 31 Mt of emission reductions in 2025.

Downstream combustion of conserved gas: There is some uncertainty regarding the degree to which conserved gas will lead to incremental downstream consumption of natural gas and, therefore, increased GHG emissions. The central analysis assumes that the Regulations do not materially impact consumption of natural gas and, therefore, CO_2 emissions from downstream combustion of

Incertitude des estimations des impacts

Les résultats de la présente analyse sont fondés sur des estimations des paramètres clés qui pourraient être plus ou moins élevées que ce qu'indiquent les données disponibles. En raison de cette incertitude, des analyses de sensibilité ont été réalisées, dans la mesure du possible, pour évaluer les répercussions des changements à ces paramètres sur les avantages nets prévus du Règlement.

Coûts de la conformité : Les coûts estimatifs de la conformité pourraient être plus ou moins élevés que ceux qui ont été estimés dans l'analyse centrale. Le Ministère a demandé aux intervenants de fournir de la rétroaction, ce qui a donné lieu à divers résultats. Par ailleurs, il est attendu à ce que les avancées technologiques à venir dans le domaine de la technologie de détection des fuites entraînent une réduction considérable des coûts. Afin de mesurer l'effet de différentes estimations des coûts sur les résultats finaux, des analyses de sensibilité ont été effectuées pour deux scénarios : un scénario à faibles coûts qui suppose une gamme de coûts moins élevés, ce qui inclut notamment l'adoption de nouvelles de DRF (par exemple des méthodes de détection des fuites par voie aérienne) ou l'utilisation de capteurs à faible coût (adoption de 25 % en 2021 passant à 100 % en 2030); et un scénario à coûts élevés qui suppose une limite supérieure des coûts. Selon ces deux scénarios — qui reposent sur des renseignements recueillis dans le cadre des consultations avec les intervenants — les coûts estimatifs liés au Règlement varient de 2,3 à 5,8 milliards de dollars.

Estimations de référence des émissions : De récentes études dans le cadre desquelles ont été mesurées les émissions de méthane provenant du secteur pétrolier et gazier ont révélé que les émissions fugitives et d'évacuation pourraient être beaucoup plus élevées que ce qui a été estimé jusqu'à maintenant. L'analyse centrale a d'abord estimé les émissions à l'aide d'un modèle technique, puis a mis ces estimations à l'échelle des prévisions du Ministère pour les émissions de référence. Comme les estimations des émissions de référence du modèle technique sont beaucoup plus élevées que celles du Ministère, une analyse des résultats sans mise à l'échelle des estimations a été exécutée pour déterminer l'impact d'émissions plus élevées sur les résultats globaux. Les coûts de ce scénario sont inchangés, car ils n'ont pas été mis à l'échelle dans l'analyse centrale. Ce scénario de rechange entraîne des avantages de 21,9 milliards de dollars et une réduction des émissions de 31 Mt en 2025.

Combustion en aval du gaz conservé : Il existe une certaine incertitude quant à la mesure dans laquelle les gaz conservés entraîneront une consommation additionnelle de gaz naturel en aval, et donc une augmentation des émissions de GES. Étant donné que l'analyse centrale suppose que le Règlement n'aura pas d'incidence sur la consommation de gaz naturel, les émissions de

conserved gas is not considered. However, it is possible that Canadian production is exported and incremental consumption of natural gas is altered in a way leading to increased combustion, at the expense of alternative forms of energy. This could lead to an increase in CO_2 emissions, depending on the energy source this natural gas displaces. To determine an upper bound on the potential CO_2 emissions that could occur from increased consumption of conserved gas as a result of the Regulations, a sensitivity analysis was conducted, which assumed all conserved gas represents incremental consumption and, therefore, combustion emissions would increase. This alternate scenario results in expected net benefits of about $8.2 billion, with 15 Mt of CO_2e emission reductions in 2025 compared to 16.4 Mt in the central analysis.[50]

CO_2 attribuables à la combustion en aval n'ont pas été examinées. Cependant, il est possible que la production canadienne soit exportée et que la consommation soit modifiée de manière à entraîner une augmentation de la combustion de gaz naturel au détriment d'autres formes d'énergie. Cette situation pourrait entraîner une hausse des émissions de CO_2, en fonction de la source d'énergie que le gaz naturel remplace. Pour déterminer la limite supérieure des possibles émissions de CO_2 que pourrait causer la consommation accrue de gaz conservé en raison de l'adoption du Règlement, une analyse de sensibilité a été exécutée. Celle-ci supposait que tout le gaz conservé représente une consommation additionnelle et que, par conséquent, les émissions de combustion sont appelées à augmenter. Ce scénario de rechange entraîne des avantages nets prévus d'environ 8,2 milliards de dollars et une réduction de 15 Mt d'éq. CO_2 en 2025, comparativement à 16,4 Mt dans l'analyse centrale[50].

Oil and gas production and price forecasts: Oil and natural gas production is strongly correlated with oil and gas prices which are highly volatile and largely determined by external commodity markets. As future emissions are strongly correlated with future production, this price volatility leads to uncertainty in the estimates of the impacts of the Regulations. To assess the potential impact on the results of the analysis variation in future production and prices may have, a high price and low price scenario were assessed per the National Energy Board's high and low forecast scenarios. Variation in production and price forecasts results in roughly proportionate changes in costs and benefits (see Table 22 below).

Prévisions concernant la production et les prix du pétrole et du gaz : Il existe une forte corrélation entre la production de pétrole et de gaz naturel et les prix de ces produits, lesquels sont très volatils et déterminés en grande partie par les marchés extérieurs des produits de base. Comme les émissions futures sont étroitement liées à la production future, cette volatilité des prix mène à des incertitudes quant aux estimations des impacts du Règlement. Afin d'évaluer l'impact possible de la variation de la production et des prix sur les résultats de l'analyse, un scénario de prix élevé et un scénario de prix bas ont été évalués en fonction des scénarios de prévisions faibles et élevées de l'Office national de l'énergie. La variation des résultats des prévisions concernant la production et les prix entraîne des changements relativement proportionnels aux coûts et aux avantages (voir le tableau 22 ci-dessous).

Benefits valuation: The values used to determine the benefits of the Regulations are also subject to uncertainty. The SCC and SCCH, used to value future climate benefits are generated using models which rely on forecasts of both natural and economic outcomes 50 to 300 years into the future, making these estimates inherently uncertain. Additionally, the prices used to value conserved gas may overvalue society's willingness to pay for this conserved resource. To evaluate the impact of potential differences in the true values of these variables compared to the estimated values, a sensitivity analysis was conducted where the value of the benefits attributed to the Regulations are 50% lower than the central case. This scenario still yields an expected net benefit of $2.5 billion.

Évaluation des avantages : Les valeurs utilisées pour déterminer les avantages du Règlement sont elles aussi teintées d'incertitude. Étant donné que le CSC et le CSCH, utilisés pour évaluer les avantages futurs pour le climat sont générés à l'aide de modèles qui reposent sur des prévisions des effets tant sur le milieu naturel que sur l'économie pour les 50 à 300 prochaines années, les estimations comportent inévitablement un degré d'incertitude. De plus, les prix utilisés pour déterminer la valeur du gaz conservé pourraient surévaluer la volonté de la société de payer pour cette ressource conservée. Afin de mesurer l'impact des différences possibles entre les valeurs réelles et les valeurs estimatives de ces variables, une analyse de sensibilité a été effectuée dans laquelle la valeur des avantages attribuables au Règlement est inférieure de 50 % à celle de l'analyse centrale. Malgré tout, ce scénario se traduit par un avantage net prévu de 2,5 milliards de dollars.

[50] CO_2 emissions have been valued using the Social Cost of Carbon.

[50] Les émissions de CO_2 ont été évaluées à l'aide du coût social du carbone.

Discount rate: TBS recommends a 7% discount rate for cost-benefit analyses in most cases; however, when a regulation has impacts occurring over a long time horizon, a lower discount rate (3%) is appropriate. A sensitivity analysis was done to compare the central case (3%) to the higher discount rate (7%), which still yields an expected net benefit, as shown in Table 22.

A worst-case scenario was also considered in which oil and gas prices are low, compliance costs are high, benefits are valued at 50% of the central case, and all conserved gas leads to incremental combustion emissions. In this unlikely case, the Regulations still yield a net benefit of $77 million. Therefore, the results are robust in terms of demonstrating positive net benefits for the Regulations across a broad range of plausible values for key variables.

Taux d'actualisation : Dans la majorité des cas, le SCT recommande un taux d'actualisation de 7 % pour les analyses coûts-avantages, cependant, lorsqu'un règlement entraîne des répercussions à long terme, un taux d'actualisation plus faible (3 %) est approprié. Une analyse de sensibilité pour comparer le cas central (3 %) au taux d'actualisation plus élevé (7 %) a été effectuée, lequel donne quand même lieu à des avantages nets, comme il est indiqué dans le tableau 22.

Un scénario de la pire éventualité a été considéré dans lequel les prix du pétrole et du gaz sont faibles, les coûts de conformité sont élevés, les avantages sont évalués à 50 % de ceux du cas central, et l'ensemble du gaz conservé mène à des émissions de combustion supplémentaires. Dans ce cas peu probable, le Règlement entraîne quand même un avantage net de 77 millions de dollars. Ainsi, les résultats sont robustes pour ce qui est de démontrer que le Règlement offre des avantages nets positifs selon une gamme étendue de valeurs plausibles attribuées aux variables clés.

Table 22: Sensitivity analyses (millions of dollars)

Variable(s)	Sensitivity Case	Benefits (B)	Costs (C)	Net Benefits (B – C)	Net Cost per Tonne (2018–2030)
Central case (from Table 11)		12,859	3,918	8,940	17
Compliance costs	High	12,859	5,758	7,100	26
	Low	12,859	2,341	10,517	9
Oil and gas prices/production	High	14,744	4,015	10,730	12
	Low	10,409	3,291	7,118	18
Baseline methane emissions	Unscaled	25,829	3,918	21,911	6
Downstream combustion of conserved gas	100% downstream combustion	12,077	3,918	8,159	18
Benefits Valuation	50% of central case	6,429	3,918	2,511	17
Discount rate	7%	8,453	2,879	5,575	13
Costs Prices Benefits Downstream combustion	Costs — High Prices — Low Benefits — 50% Combustion — 100%	4,864	4,787	77	30

Note: Values discounted to present value using a 3% discount rate, except in the case in which a 7% rate is used.

Tableau 22 : Analyses de sensibilité (en millions de dollars)

Variable(s)	Scénario de sensibilité	Avantages (A)	Coûts (C)	Avantages nets (A – C)	Coût net par tonne (2018-2030)
Cas central (du tableau 11)		12 859	3 918	8 940	17
Coûts de conformité	Élevés	12 859	5 758	7 100	26
	Faibles	12 859	2 341	10 517	9

Variable(s)	Scénario de sensibilité	Avantages (A)	Coûts (C)	Avantages nets (A – C)	Coût net par tonne (2018-2030)
Prix/production du pétrole et du gaz	Élevés	14 744	4 015	10 730	12
	Faibles	10 409	3 291	7 118	18
Émissions de méthane de référence	Non mises à l'échelle	25 829	3 918	21 911	6
Combustion en aval de gaz conservé	100 % de combustion en aval	12 077	3 918	8 159	18
Évaluation des avantages	50 % du cas central	6 429	3 918	2 511	17
Taux d'actualisation	7 %	8 453	2 879	5 575	13
Coûts Prix Avantages Combustion en aval	Coûts — Élevés Prix — Faibles Avantages — 50 % Combustion — 100%	4 864	4 787	77	30

Nota : Valeurs actualisées en fonction d'un taux d'actualisation de 3 %, sauf dans le cas où un taux de 7 % a été utilisé.

It is assumed that the impacts (benefits and costs) occur because regulatees will not change their behaviour in the absence of the Regulations. There would likely be some natural adoption of lower-emitting equipment or practice without the Regulations. If an alternate baseline scenario had been proposed whereby more regulatees would have chosen these GHG reduction strategies voluntarily, then the estimated costs and benefits attributable to the Regulations would be proportionally lower, which would still yield an expected net benefit.

Il est présumé que des répercussions (avantages et coûts) se font ressentir parce que les parties réglementées ne modifieraient pas leur comportement si ce n'était du Règlement. Il pourrait y avoir une certaine « adoption spontanée » de pratiques ou l'utilisation d'équipement à faibles émissions, sans l'adoption du Règlement. Si un autre scénario de référence avait été proposé dans lequel un plus grand nombre de parties réglementées avaient choisi volontairement ces stratégies de réduction des GES, alors les coûts et avantages estimatifs associés au Règlement auraient été proportionnellement plus faibles, ce qui donnerait encore lieu à des avantages nets escomptés.

"One-for-One" Rule

The Regulations are considered an "IN" under the Government of Canada's "One-for-One" Rule. The total annualized administrative costs for the regulatees to comply with the regulatory requirements over a 10-year time frame are estimated to be approximately $1.8 million for all stakeholders, or $1,900 per company.[51] In addition, the Regulations will be a new regulatory title (IN), which must be offset by the repeal of an existing regulation (OUT) under the Government of Canada's "One-for-One" Rule.

The main driver (78%) of administrative costs is record keeping (the Regulations will require facilities to keep records of compliance). It is assumed that some of the data

Règle du « un pour un »

Le Règlement est considéré comme un « ajout » suivant la règle du « un pour un » du gouvernement du Canada. Les coûts administratifs totaux annualisés pour la mise en conformité des parties réglementées aux exigences de la réglementation sur une période de 10 ans sont estimés à quelque 1,8 million de dollars pour les parties intéressées, soit 1 900 $ par entreprise[51]. En outre, le Règlement serait un nouveau titre réglementaire (ajout), qui devra être accompagné de l'abrogation d'un règlement existant (suppression) en vertu de la règle du « un pour un » du gouvernement du Canada.

Le principal facteur (78 %) expliquant les coûts administratifs est la tenue de dossiers, car le Règlement exigerait des installations qu'elles tiennent un registre de la

[51] As per the *Red Tape Reduction Regulations*, these values are calculated using a 10-year time frame, discounted at 7% in 2012 dollars. The non-rounded increase in administrative costs was estimated at $1,791,333, or $1,928 per business. The weighted average wage rate was assumed to be about $38 per hour in all cost calculations. The weighted average time per facility was estimated to be about 93 hours per facility per year.

[51] Conformément au *Règlement sur la réduction des formalités administratives*, ces valeurs sont calculées à l'aide d'une période de 10 ans, actualisées à 7 % en dollars de 2012. L'augmentation non arrondie des coûts administratifs a été estimée à 1 791 333 $, soit 1 928 $ par entreprise. Le taux de salaire moyen pondéré était estimé à environ 38 $ à l'heure dans tous les calculs de coûts. Le temps moyen pondéré par installation était estimé à environ 93 heures par installation.

needed to comply with this requirement is already accessible and kept by the regulatees in British Columbia, Alberta and Saskatchewan due to existing provincial requirements. Consequently, the additional information that is required is primarily the record keeping of emissions of methane from the facility and the occurrences of leaks. This is estimated to range from 15 minutes to 40 hours per company per year depending on the standard.[52]

The other main driver (17%) of administrative costs is operator registration requirements. For each facility, regulatees will be required to register and send a one-time registration report to the Minister. Based on the data used for recently published regulations affecting the oil and gas sector, it is assumed that it takes 1.5 hours to register each facility and 2 hours per company to prepare and submit the information.[53]

Comments received from stakeholders following publication of the proposed Regulations challenged the amount of time estimated to complete administrative activities. One industry association questioned the total time per facility estimated to complete administrative requirements. A technology industry association suggested that registration requirements would take significantly longer to complete than estimated by the Department. In response to these comments, the Department has reduced the registration requirements by simplifying the requested information. The Department has revised its analysis to reflect updates to record-keeping requirements. Additionally, the estimated time to complete some administrative tasks was revised upward.

Small business lens

It is estimated that the Regulations will affect approximately 41 400 oil and gas facilities currently in operation, owned by 929 companies. Although the majority of facilities that will be covered by the Regulations are owned by medium and large businesses, some facilities operated by small businesses will also be covered. Therefore, the Regulations will trigger the small business lens. An estimated 1 926 of these facilities are owned by 540 small businesses.

To reduce costs associated with the Regulations, small businesses facilities operating with a potential to emit (PTE) under the 60 000 m^3 threshold will be exempt from the facility venting, pneumatics, and LDAR requirements under the Regulations (flexible option).

[52] *Multi-Sector Air Pollutants Regulations* (Engines) Regulatory Impact Analysis Statement

[53] Ibid

conformité. Il est supposé que certaines des données nécessaires à la conformité à cette exigence sont déjà accessibles et sont versées dans un registre par les parties réglementées en Colombie-Britannique, en Alberta et en Saskatchewan, en raison des exigences provinciales existantes. Par conséquent, les autres renseignements exigés sont principalement la consignation des émissions de méthane de l'installation et les occurrences de fuites. Il est estimé que la tenue de dossiers prendra entre 15 minutes et 40 heures par entreprise et par année selon la norme[52].

L'autre grand facteur (17 %) contribuant aux coûts administratifs est l'exigence liée à l'enregistrement de l'exploitant. Pour chaque installation, les parties réglementées devront s'enregistrer et envoyer un rapport d'enregistrement ponctuel au ministre. Selon les données utilisées par des règlements publiés récemment touchant le secteur pétrolier et gazier, il est supposé qu'il faudrait 1,5 heure pour enregistrer chaque installation et 2 heures par entreprise pour préparer et présenter les renseignements[53].

Dans les commentaires reçus après la publication du projet de règlement, les parties intéressées ont mis en doute le temps estimé nécessaire aux tâches administratives. Une association de l'industrie a contesté le temps total estimé par installation pour se conformer aux exigences administratives. Une association de l'industrie technologique a laissé entendre que les exigences d'enregistrement prendraient beaucoup plus de temps que le délai estimé par le Ministère. En réponse à ces commentaires, le Ministère a réduit les exigences d'enregistrement en simplifiant les renseignements demandés. Le Ministère a révisé son analyse pour tenir compte des dernières exigences de tenue de dossiers. De plus, le temps estimé pour accomplir certaines tâches administratives a été révisé à la hausse.

Lentilles des petites entreprises

Le Règlement toucherait environ 41 400 installations pétrolières et gazières actuellement en exploitation, appartenant à 929 entreprises. La majeure partie des installations visées par le Règlement sont la propriété d'entreprises moyennes et grandes, mais certaines installations exploitées par des petites entreprises seront aussi concernées. Par conséquent, le Règlement entraînerait l'application de la lentille des petites entreprises. Il est estimé que 1 926 de ces installations sont la propriété de 540 petites entreprises.

Pour réduire les coûts associés au Règlement, les installations appartenant à de petites entreprises ayant un potentiel d'émission inférieur au seuil de 60 000 m^3 seraient exemptées des exigences concernant l'évacuation des installations, les dispositifs pneumatiques et la DRF, en vertu du Règlement (option flexible).

[52] Résumé de l'étude d'impact de la réglementation du *Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques* (Moteurs)

[53] *Ibid*

A large number of small businesses own facilities that emit gaseous hydrocarbons below the threshold, thus they will not be subject to the above-mentioned requirements, nor the associated record keeping and on-demand reporting requirements. The Regulations are expected to exempt approximately 55% of small businesses. The Regulatory Flexibility Analysis Statement below (Table 23) shows the expected costs to small businesses under the initial and flexible options.[54]

Comme un grand nombre de petites entreprises détiennent des installations qui émettent des gaz d'hydrocarbures en des quantités inférieures au seuil, elles ne seraient pas assujetties aux exigences mentionnées ci-dessus, ni aux exigences connexes en matière de tenue de dossiers et de production de rapports sur demande. On prévoit qu'environ 55 % des petites entreprises seraient exemptées du Règlement. L'énoncé de l'analyse de flexibilité réglementaire qui suit (tableau 23) indique les coûts prévus pour les petites entreprises en fonction des options initiale et flexible[54].

Table 23: Regulatory Flexibility Analysis Statement

	Initial Option (standards without a 60 000 m^3 PTE threshold)		**Flexible Option** (standards with a 60 000 m^3 PTE threshold)	
Number of small businesses impacted	540		540	
	Annualized Value*	**Present Value**	**Annualized Value***	**Present Value**
Compliance costs	$6,866,000	$90,403,000	$2,119,000	$27,896,000
Administrative costs	$249,000	$3,274,000	$164,000	$2,162,000
Total costs	$7,115,000	$93,677,000	$2,283,000	$30,058,000
Average cost per small business	$13,000	$165,000	$4,000	$53,000

Risk considerations:

The initial option will cover all facilities, including small facilities which, in total, account for a small portion of the emissions. The initial option will impose a higher cost (relative to production/revenues) on smaller facilities than on larger facilities.

In the upstream oil and gas sector, it is typical for a small business to be operating facilities that fall under the threshold for application in the flexible option. These facilities do not represent a significant portion of the total emissions. The Regulations cover the majority of emissions, while providing flexibility for small businesses.

Tableau 23 : Énoncé de l'analyse de flexibilité réglementaire

	Option initiale (normes sans seuil de potentiel d'émission de 60 000 m^3)		**Option flexible** (normes avec un seuil de potentiel d'émission de 60 000 m^3)	
Nombre de petites entreprises touchées	540		540	
	Valeur annualisée*	**Valeur présente**	**Valeur annualisée***	**Valeur présente**
Coûts de conformité	6 866 000 $	90 403 000 $	2 119 000 $	27 896 000 $
Coûts administratifs	249 000 $	3 274 000 $	164 000 $	2 162 000 $
Coûts totaux	7 115 000 $	93 677 000 $	2 283 000 $	30 058 000 $
Coût moyen par petite entreprise	13 000 $	165 000 $	4 000 $	53 000 $

Considérations liées au risque :

L'option initiale viserait toutes les installations, notamment les petites installations qui, regroupées, sont à l'origine d'une petite proportion des émissions. L'option initiale imposerait un coût plus élevé (par rapport au coût de production/aux revenus) aux petites installations qu'aux grandes.

Dans le secteur pétrolier et gazier en amont, il est courant pour une petite entreprise d'exploiter des installations dont les émissions se situent sous le seuil de mise en œuvre de l'option flexible. Ces installations ne représentent pas une proportion importante des émissions totales. Le Règlement s'applique à la majorité des émissions, tout en offrant une solution souple aux petites entreprises.

[54] Discounted to 2016, using a 3% discount rate

[54] Actualisés en 2016, au moyen d'un taux d'actualisation de 3 %

Overall, the flexible option results in an estimated reduction of total costs per small business of approximately $112,000 between 2018 and 2035, relative to the initial option under consideration, or approximately $9,000 per year. The Regulations will result in cumulative costs of approximately $30 million for small businesses, or $53,000 per small business. While not part of this assessment, the design elements of the flexible option are expected to reduce administrative and compliance costs for large businesses that own smaller facilities.

Globalement, l'option flexible entraînerait une réduction des coûts totaux estimés par petite entreprise d'environ 112 000 $ entre 2018 et 2035 de plus que l'option initiale à l'étude, soit environ 9 000 $ par année. Le Règlement se traduirait par des coûts cumulatifs d'environ 30 millions de dollars pour les petites entreprises, soit 53 000 $ par petite entreprise. Bien qu'ils ne fassent pas partie de la présente évaluation, les éléments de conception de l'option flexible devraient réduire les coûts administratifs et de conformité pour les grandes entreprises qui sont propriétaires de petites installations.

Feedback received from small businesses regarding the proposed Regulations

Feedback on the proposed Regulations was received from small businesses through the Explorers and Producers Association of Canada (EPAC), which represents 135 small and mid-sized oil and gas companies headquartered in Canada. Generally, EPAC expressed its support for the Government of Canada's target for reducing methane emissions. They were however concerned with the practicality, costs and timing of implementation of the Regulations amid the current economic context of the oil and gas sector and increased competitiveness concerns. EPAC requested the potential to emit threshold be increased to avoid disproportionate impacts to small business. Additionally, they requested the venting limit be increased to allow small, mature facilities to avoid uneconomic costs to install vapour recovery equipment on storage tanks. Requests were also made to reduce leak detection frequency and eliminate pneumatic pump requirements. In addition to EPAC's comments, the Department also received comments from a small producer whom expressed concerns with the stringency of the venting requirement.

Commentaires reçus des petites entreprises concernant le projet de règlement

Les petites entreprises ont formulé des commentaires sur le projet de règlement par l'entremise de l'Association des explorateurs et des producteurs du Canada (AEPC), qui représente 135 entreprises pétrolières et gazières de petite ou de moyenne taille ayant leur siège social au Canada. En général, l'AEPC appuie l'objectif de réduction des émissions de méthane du gouvernement du Canada. Cependant, les petites entreprises étaient préoccupées par la faisabilité, les coûts et le délai de la mise en œuvre du Règlement, compte tenu du contexte économique actuel dans le secteur pétrolier et gazier et d'une compétitivité accrue. L'AEPC a demandé que le seuil du potentiel d'émission soit augmenté pour qu'elles évitent de subir des conséquences disproportionnées. En outre, elles souhaitent une augmentation de la limite d'évacuation pour permettre aux petites installations arrivées à maturité d'éviter les coûts non rentables associés à l'installation d'un équipement de récupération de la vapeur sur les réservoirs de stockage. Elles réclament aussi une diminution de la fréquence de détection des fuites et l'élimination des exigences visant les pompes pneumatiques. En plus des commentaires de l'AEPC, le Ministère a aussi reçu des commentaires de la part de petits producteurs qui ont exprimé des préoccupations concernant la rigueur des exigences liées à l'évacuation.

To address these concerns, the Department raised the venting limit from 3 000 m^3 to 15 000 m^3 per year. In addition, the potential to emit calculation was amended to include the past 12 months, as opposed to largest 12 consecutive months in the previous 60 months. These changes will exempt smaller, more mature facilities. Further analysis and response to concerns raised by these commenters can be found in the Consultation section below.

Pour répondre à ces préoccupations, le Ministère a haussé la limite d'évacuation, qui est passée de 3 000 m^3 à 15 000 m^3 par année. En outre, il a modifié le calcul du potentiel d'émission pour inclure les 12 derniers mois et non les 12 mois consécutifs les plus importants des 60 derniers mois. Ces changements entraîneront l'exemption d'un plus grand nombre de petites installations arrivées à maturité. Une analyse plus approfondie des préoccupations soulevées dans ces commentaires et la réponse à ces derniers se trouvent dans la section « Consultation » qui suit.

Consultation

Consultations prior to the publication of the proposed Regulations in the *Canada Gazette*, Part I (CG-I)

Prior to publication of the proposed Regulations, the Department held over 150 hours of consultations with stakeholders and provincial partners, including webinars, teleconferences, face-to-face meetings, technical discussions and bilateral meetings. Representatives from industry, provinces, territories, environmental non-governmental organizations (ENGOs) and associations representing Indigenous Peoples participated.

In response to industry and provincial government comments, the Department amended the coming-into-force dates of the draft Regulations to 2020 for LDAR, compressors and well completion involving hydraulic fracturing requirements, and to 2023 for facility production venting and pneumatic device requirements. In addition, the draft Regulations were amended to require leak inspections three times per year, as opposed to four, to account for operational difficulties in the winter. The emission limit for reciprocating compressors was increased to reduce compliance costs. Finally, the control measures for well completion involving hydraulic fracturing were removed for the jurisdictions of British Columbia and Alberta due to the existing provincial measures that cover these activities.

In response to ENGO comments, the Department changed the compliance limit for the facility venting limit of the proposed Regulations to remove the percent reduction flexibility, replacing it with an absolute standard of 3 000 m^3 in the previous twelve months. The threshold for application of pneumatic pump control measures was decreased to cover more of these devices and achieve more emission reductions. A mandatory capture and conserve rule was introduced for all new compressor installations. The Department included extensive record-keeping requirements in the proposed Regulations and would be able to require reporting when needed, addressing concerns regarding enforceability.

Feedback received during the 60-day public comment period following publication in CG-I and modifications made for final Regulations

The publication of the proposed Regulations on May 27, 2017, initiated a 60-day public comment period where interested parties were invited to submit their written

Consultation

Consultations précédant la publication du projet de règlement dans la Partie I de la *Gazette du Canada* (GC-I)

Avant la publication du projet de règlement, le Ministère a tenu plus de 150 heures de consultation avec les parties intéressées et les partenaires provinciaux, notamment des webinaires, des téléconférences, des réunions en personne, des discussions techniques et des réunions bilatérales. Ces activités ont réuni des représentants de l'industrie, des provinces, des territoires, d'ONGE et des associations représentant des peuples autochtones.

En réponse aux commentaires reçus de la part de l'industrie et des gouvernements provinciaux, le Ministère a repoussé les dates d'entrée en vigueur du projet de règlement jusqu'en 2020 pour ce qui est des exigences liées à la DRF, aux compresseurs et à la complétion de puits impliquant la fracturation hydraulique et jusqu'en 2023 pour ce qui est des exigences liées à l'évacuation de gaz de production et des dispositifs pneumatiques des installations. Par ailleurs, le projet de règlement a été modifié pour que les inspections de fuite soient réalisées trois fois par année au lieu de quatre, et ce faisant, on tiendrait compte des difficultés opérationnelles en hiver. Le seuil d'émission des compresseurs alternatifs a été augmenté pour réduire les coûts de mise en conformité. Enfin, les mesures visant la complétion de puits impliquant la fracturation hydraulique ont été éliminées pour la Colombie-Britannique et l'Alberta, car il existe déjà des mesures s'appliquant à cette activité dans ces provinces.

En réponse aux commentaires des ONGE, le Ministère a modifié le seuil de conformité s'appliquant à l'évacuation des installations du projet de règlement afin d'éliminer la flexibilité de réduction en pourcentage et la remplacer par une norme absolue de 3 000 m^3 pour les 12 derniers mois. Le seuil de la mise en œuvre des mesures de contrôle visant les pompes pneumatiques a été réduit pour viser un plus grand nombre de ces dispositifs et réduire davantage les émissions. Une règle obligatoire de capture et de conservation a été introduite qui s'applique à toutes les installations munies d'un compresseur. Le Ministère a inclus des exigences rigoureuses de tenue de registre dans le projet de règlement et serait en mesure d'exiger la production de rapports, au besoin, pour répondre aux préoccupations concernant l'application de la loi.

Commentaires reçus au cours de la période de consultation publique de 60 jours suivant la publication dans la GC-I et modifications apportées dans la version finale du Règlement

À la suite de la publication du projet de règlement le 27 mai 2017 s'est amorcée une période de consultation publique de 60 jours au cours de laquelle les parties

comments. The proposed Regulations were posted on the Department's CEPA Environmental Registry website to make them broadly available to interested parties. The Department also emailed interested parties to inform them of the public comment period. The Department received 52 written submissions from a range of stakeholders, including oil and gas industry and industry associations, ENGOs, provinces and municipalities, clean technology companies, and an Indigenous organization.

intéressées ont été invitées à présenter des commentaires par écrit. Le projet de règlement a été affiché sur le site Internet du Registre environnemental de la LCPE du Ministère pour que les parties intéressées puissent y avoir facilement accès. Le Ministère leur a aussi envoyé un courriel pour les aviser de la période de consultation publique. Diverses parties intéressées, dont des associations industrielles et des associations de l'industrie pétrolière et gazière, des ONGE, des provinces et des municipalités, des entreprises de technologie propre et des organisations autochtones ont présenté 52 commentaires écrits.

Overview of feedback received

Generally, oil and gas industry stakeholders continue to support the environmental objective of the Regulations and the Government of Canada's methane emissions reductions target. However, they expressed a need for more flexibility in achieving the targeted reductions, concerns with the stringency of the requirements, their administrative burden and the potential impacts on competitiveness of the Canadian oil and gas sector. They also requested improvements to the current national greenhouse gas inventories to better reflect current emissions reporting. Clean technology providers stressed the importance of allowing oil and gas companies the flexibility to use innovative technologies to meet the requirements of the Regulations.

ENGOs remain supportive of the Regulations; however, they indicated greater coverage and more stringent requirements are needed. They also requested that the Government of Canada increase the level of accountability and mandate direct measurement in the place of estimation of emissions. Academic researchers largely echoed comments and recommendations made by ENGOs and provided new data on oil and gas methane emissions that revealed higher emissions than what is currently reported. One Indigenous organization provided similar comments and recommendations made by ENGOs.

Some provincial governments and municipalities also commented on the proposed Regulations. Provincial comments largely echoed industry's concerns, specifically citing issues surrounding competitiveness, the need for flexibility in approach, and improvements to the current national greenhouse gas inventories to better reflect current emissions reporting. Specific feedback was also provided on the coverage of the proposed Regulations and the stringency of specific requirements. Provinces with offshore operations noted that methane requirements for the offshore oil and gas sector should not be addressed in the Regulations, citing the Accord Acts and their regulations as the appropriate body to regulate Canadian offshore oil

Aperçu des commentaires reçus

En général, les parties intéressées de l'industrie pétrolière et gazière appuient toujours l'objectif environnemental du Règlement et l'objectif de réduction des émissions de méthane du gouvernement du Canada. Cependant, elles ont besoin d'une plus grande souplesse pour atteindre les réductions ciblées, se sont dites préoccupées par la rigueur des exigences, leur fardeau administratif et les conséquences possibles sur la compétitivité du secteur pétrolier et gazier canadien. Elles ont aussi demandé que l'inventaire national actuel des gaz à effet de serre soit amélioré pour mieux représenter les données les plus récentes sur les émissions. Les fournisseurs de technologie propre ont insisté sur l'importance de permettre aux entreprises pétrolières et gazières de recourir à des technologies innovantes afin de respecter les exigences du Règlement.

Les ONGE continuent d'appuyer le Règlement; toutefois, elles indiquent qu'un plus grand champ d'application et des exigences plus rigoureuses sont nécessaires. Elles souhaitent aussi que le Gouvernement du Canada rehausse la responsabilisation et exige une mesure directe des émissions plutôt qu'une estimation. Les chercheurs du milieu universitaire ont largement fait écho aux commentaires et aux recommandations formulés par les ONGE et ont fourni de nouvelles données sur les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier, qui révèlent des émissions plus importantes que celles déclarées actuellement. Une organisation autochtone a fourni des commentaires et des recommandations semblables à celles des ONGE.

Certains gouvernements provinciaux et certaines municipalités ont aussi formulé des commentaires sur le projet de règlement. Dans leurs commentaires, les provinces partageaient largement les préoccupations de l'industrie, en particulier pour ce qui est des enjeux liés à la compétitivité, de la nécessité d'une souplesse dans les approches et de l'amélioration de l'inventaire national actuel des gaz à effet de serre pour mieux représenter les données les plus récentes sur les émissions. Des commentaires précis ont également été fournis sur l'application du projet de règlement et la rigueur des exigences spécifiques. Les provinces qui font de l'exploitation extracôtière font remarquer que les exigences concernant le méthane pour le

and gas operations. Municipalities primarily highlighted their concerns regarding the potential for negative economic impacts in regulating the oil and gas sector.

Feedback was also received regarding the assumptions and cost estimates in the Costs and Benefits section of the Regulatory Impact Analysis Statement (RIAS). In response to this feedback, the Department consulted with stakeholders to ensure a clear understanding of the appropriate modelling assumptions and parameters used in the analysis. Updates and clarifications on information related to compliance costs, baseline methane emissions estimates, and attribution of independent industry action are included in the final version of the RIAS in response to stakeholder concerns.

Overview of modifications made to the Regulations

The Department amended aspects of the proposed Regulations in response to in-depth analysis of stakeholder feedback and subsequent extensive stakeholder engagement. These changes primarily consist of modifications to specific requirements and do not represent broad changes to the stringency of the Regulations. The changes address specific technical compliance challenges raised by industry stakeholders, provide additional compliance flexibility, reduce administrative burden and compliance costs, and optimize methane emission reductions through fewer requirements. These changes are summarized in the Description section above, with a more in-depth discussion for each source below.

Overall, the changes to the Regulations reduce the expected methane reductions (in CO_2 equivalent) attributable to the Regulations by 0.98 Mt in 2025, compared to the reductions anticipated in the proposed Regulations. The Government of Canada is still able to meet its methane reduction target of 40–45% from 2012 level by 2025 from the oil and gas sector as a result of the Regulations. Compliance costs have been reduced by approximately $500 million over the period of analysis as a result of these changes.

Analysis and responses to specific stakeholder feedback received

The Department conducted an analysis of all the stakeholder feedback and in several cases made adjustments to

secteur pétrolier et gazier extracôtier ne devraient pas figurer dans le Règlement, et affirment que les activités pétrolières et gazières extracôtières du Canada devraient être réglementées par les lois de l'Accord et leurs règlements. Les municipalités, quant à elles, ont souligné qu'elles s'inquiétaient des répercussions économiques possibles de la réglementation du secteur pétrolier et gazier.

Des commentaires ont aussi été reçus sur les hypothèses et l'estimation des coûts de la section « Coûts et avantages » du Résumé de l'étude d'impact de la réglementation (RÉIR). En réponse à ces commentaires, le Ministère a consulté les parties intéressées pour veiller à ce que les hypothèses sur lesquelles reposent la modélisation et les paramètres utilisés dans l'analyse soient bien compris. Pour dissiper les préoccupations des parties intéressées, la version définitive du RÉIR comprend une mise à jour et des clarifications sur les coûts de mise en conformité, l'estimation des émissions de méthane de base et l'attribution de l'action de l'industrie indépendante.

Aperçu des modifications apportées au Règlement

Le Ministère a modifié certains aspects du projet de règlement à la suite d'une analyse en profondeur des commentaires formulés par les parties intéressées et de la forte mobilisation qui a suivi. Ces modifications portent principalement sur des exigences précises et ne sont pas des changements généraux apportés à la rigueur des exigences du Règlement. Ces modifications concernent certaines difficultés techniques liées à la conformité soulevées par les parties intéressées du secteur industriel, offrent plus de souplesse dans la mise en conformité, réduisent le fardeau administratif et les coûts de mise en conformité et permettent d'optimiser les réductions d'émissions de méthane avec moins d'exigences. Un résumé de ces modifications est présenté dans la section Description ci-dessous et est accompagné d'une discussion plus approfondie pour chaque source.

Dans l'ensemble, les modifications au Règlement abaissent les réductions de méthane escomptées (en équivalent CO_2) attribuables au projet de règlement de 0,98 Mt d'ici 2025, comparativement aux réductions prévues du projet de règlement. Le gouvernement du Canada pourra toujours atteindre son objectif de réduction du méthane émis par le secteur pétrolier et gazier de 40 % à 45 % par rapport au niveau de 2012 d'ici 2025, à la suite de l'entrée en vigueur du Règlement. À la suite de ces modifications, les coûts de conformité ont été réduits d'environ 500 millions de dollars sur la période de l'analyse.

Analyse et réponses à certains commentaires reçus des parties intéressées

Le Ministère a analysé tous les commentaires reçus des parties intéressées, et dans plusieurs cas, a modifié

elements of the Regulations. This analysis is presented below along with a description of the changes that were incorporated into the final Regulations.

Venting

Venting Limit

Industry stakeholders proposed a 250 m³ per day facility venting limit, compared to the proposed Regulations limit of 250 m³ per month. This proposed limit would include all vented emissions, including pneumatics and compressors. Additionally, they suggested a fleet average for cold heavy oil production with sand (CHOPS) facilities. ENGOs recommended strengthening the venting requirements.

The Department has increased the venting limit from 250 m³ per month to 1 250 m³ per month in the final Regulations to address industry's concerns. In many cases, safely mitigating tank venting, particularly at low vented volumes, requires significant capital investment relative to the achieved emission reductions. This higher limit, while not as high as the limit proposed by industry stakeholders, will allow many medium to smaller crude oil facilities to continue venting from storage tanks without requiring venting controls on these tanks, as long as other venting sources at that facility are controlled sufficiently to meet the venting limit.

A facility venting limit which includes pneumatic and compressor equipment emissions was considered by the Department; however, it was not considered viable due to the wide variability in the design and use of these individual pieces of equipment across all oil and gas facility types. In contrast, the Regulations will mandate separate equipment standards that ensure more predictable management of intentional routine venting of waste gas across sites with varying equipment usage.

Regarding industry's request to use a fleet average approach, the standard suggested by industry would not result in the required contribution from this sector to meet the regulatory objectives. Further, given that the vented emissions vary significantly over time at facilities and across the population of facilities, there is no singular standard that could be applied at the fleet level to achieve ongoing specific emission reductions. Such an approach would require periodic amendments that would contribute to on-going uncertainty and administrative burden.

certains éléments du Règlement. Cette analyse ainsi qu'une description des modifications intégrées à la dernière version du Règlement sont présentées ci-dessous.

Évacuation

Limite d'évacuation

Les parties intéressées du secteur industriel ont proposé une limite d'évacuation par installation de 250 m³ par jour comparativement à la limite de 250 m³ par mois du projet de règlement. Cette limite proposée comprendrait toutes les émissions évacuées, y compris celles provenant des dispositifs pneumatiques et des compresseurs. Par ailleurs, elles ont aussi suggéré une moyenne par parc pour les installations servant à la production à froid de pétrole lourd (méthode CHOPS) avec sables pétrolifères. Les ONGE ont recommandé de renforcer les exigences liées à l'évacuation.

Le Ministère a augmenté la limite d'évacuation de 250 m³ par mois à 1 250 m³ par mois dans la version finale du Règlement pour dissiper les préoccupations du secteur industriel. Dans bon nombre de cas, pour réduire les émissions des réservoirs en toute sécurité, surtout pour les faibles volumes, il faut un investissement en capital important pour obtenir une faible réduction d'émissions. La limite plus grande, tout en n'étant pas aussi élevée que la limite proposée par les intervenants de l'industrie, permettra à de nombreuses installations de pétrole brut de taille moyenne et petite de poursuivre l'évacuation des gaz des réservoirs de stockage sans la nécessité d'un régulateur d'évacuation sur ces réservoirs, tant et aussi longtemps que les autres sources de gaz évacués de l'installation sont régulées, suffisamment pour respecter la limite d'évacuation.

Le Ministère a examiné une limite d'évacuation d'une installation qui se serait appliquée aux émissions des dispositifs pneumatiques et des compresseurs, mais ne l'a pas jugée acceptable en raison de la grande variabilité de conception et d'utilisation de ces pièces d'équipement dans tous les types d'installations pétrolières et gazières. Le Règlement prescrira plutôt des normes distinctes pour l'équipement qui garantiront une gestion plus prévisible de l'évacuation intentionnelle systématique des rejets gazeux dans les sites ayant différents équipements.

En ce qui concerne la demande de l'industrie d'utiliser une approche par moyenne du parc, la norme proposée par l'industrie n'entraînerait pas la contribution requise de ce secteur pour atteindre les objectifs réglementaires. De plus, étant donné que les émissions d'évacuation varient considérablement au fil du temps dans les installations et dans la population des installations, aucune norme particulière ne peut être appliquée au niveau de la flotte pour réaliser les réductions d'émissions continues précises. Une telle approche nécessiterait des

modifications périodiques qui contribueraient à l'incertitude permanente et à la charge administrative.

Exemptions

Several oil and gas companies have requested full or partial exemptions from the proposed venting limit for thermal in-situ oil sands facilities and natural gas transmission and storage facilities, or to be regulated to a 95% annualized conservation requirement instead of a vent limit. Additionally, industry stakeholders requested an exemption for storage tanks.

The Department agrees that certain facility configurations would have difficulty complying with the proposed venting limit. Some of these compliance challenges are expected to be alleviated by increasing the venting limit from 250 m^3 to 1 250 m^3 per month. In addition, the Department also clarified the emission sources that shall be excluded in the venting limit, including venting sources already covered in other sections of the Regulations. With the revised venting limit of 1 250 m^3 per month, many medium to smaller crude oil facilities will now be able to continue uncontrolled venting from storage tanks without exceeding the vent limit, as long as other venting sources at a facility are adequately controlled.

Potential to emit and surplus gas thresholds

Industry stakeholders raised concerns regarding the proposed PTE threshold of 60 000 m^3 per year for triggering application of some requirements, including venting. Additionally, industry suggested the PTE threshold be either removed or based on the previous 12 months or a three month rolling average.

ENGOs expressed concern with the under-reporting of vented emissions and proposed to allow the use of a PTE threshold only for facilities, which directly measure their vented gas volumes, and to remove the PTE threshold exemption for facilities which estimate, instead of directly measure, their gas volumes.

One academic suggested the Department include fuel volumes in the surplus gas (SG) threshold calculation to ensure vented gas volumes are not incorrectly reported as fuel use. Another suggestion was to include all vented volumes at sites (including pneumatics, compressors, etc.) in the SG threshold calculation. It was also suggested to eliminate the SG threshold and use only the PTE threshold to trigger venting reduction requirements. Many

Exemptions

Plusieurs entreprises gazières et pétrolières ont demandé à être partiellement ou complètement exemptées de la limite d'évacuation proposée pour ce qui est des installations exploitant les sables bitumineux in situ par méthode thermique et des installations de stockage et de transport du gaz naturel, ou à être réglementées au moyen d'une exigence de conservation annualisée de 95 % au lieu d'une limite d'évacuation. Par ailleurs, les parties intéressées du secteur industriel ont souhaité obtenir une exemption relative aux réservoirs de stockage.

Le Ministère concède qu'il serait difficile pour certaines installations de se conformer à la limite d'évacuation proposée en raison de leur configuration. Il a été prévu d'atténuer certaines de ces difficultés de mise en conformité par la hausse de la limite d'évacuation, qui passe de 250 m^3 à 1 250 m^3 par mois. En outre, le Ministère a aussi précisé les sources d'émissions pour lesquelles la limite d'évacuation ne s'applique pas, notamment les sources d'émissions évacuées déjà visées par d'autres articles du Règlement. La limite d'évacuation révisée étant de 1 250 m^3 par mois, bon nombre d'installations de pétrole brut de taille moyenne ou petite seront dorénavant en mesure de poursuivre l'évacuation non contrôlée des réservoirs de stockage sans dépassement de la limite d'évacuation, si les autres sources d'émissions évacuées de l'installation sont convenablement contrôlées.

Seuil du potentiel d'émission et de surplus de gaz

Les parties intéressées du secteur industriel se sont dites préoccupées par le seuil de potentiel d'émission proposé de 60 000 m^3 par année, à partir duquel s'appliquent certaines exigences, dont celles relatives à l'évacuation. Par ailleurs, le secteur industriel a proposé que le seuil du potentiel d'émission soit éliminé ou fondé sur les 12 mois précédents ou sur une moyenne mobile sur trois mois.

Les ONGE craignent une sous-déclaration des émissions évacuées et ont proposé que le seuil de potentiel d'émission ne s'applique qu'aux installations qui mesurent directement le volume de gaz évacué et que l'exemption relative à ce seuil s'appliquant aux installations qui estiment directement les volumes de gaz au lieu de les mesurer directement soit éliminée.

Un chercheur du milieu universitaire a suggéré au Ministère d'inclure les volumes de carburant dans le calcul du seuil des gaz de surplus pour que les volumes de gaz évacués ne soient pas déclarés à tort comme étant une utilisation de carburant. Il a aussi proposé d'inclure tous les volumes d'émissions évacuées par les sites (y compris celles des dispositifs pneumatiques, des compresseurs, etc.) dans le calcul du seuil des gaz de surplus. Selon lui, il

commenters from both industry and ENGOs requested clarity on the purpose of these thresholds and how they should be calculated and utilized.

faudrait aussi éliminer le seuil des gaz de surplus et n'utiliser que le seuil du potentiel d'émission, seuil au-delà duquel les exigences relatives à la réduction des émissions d'évacuation s'appliquent. Un grand nombre de parties intéressées du secteur industriel et des ONGE ont demandé au Ministère de clarifier le but de ces seuils, ainsi que la façon de les calculer et les utiliser.

The Department's view is that inclusion of both of the thresholds remains a valid approach to ensure vented emissions are reduced in a cost-effective manner and their proper utilization should continue in the determination of venting requirements, but agrees that reducing the PTE timeline from five years to the previous calendar year is appropriate. To enhance clarification of the intent and utilization of these two thresholds, the Department will include a detailed description of each in a separate regulatory compliance guidance document.

Selon le Ministère, le recours à ces deux seuils demeure une approche valable, car les émissions évacuées seraient réduites de manière rentable, et il importe de les utiliser pour établir les exigences relatives à l'évacuation, mais il convient qu'il est pertinent de réduire la période de calcul du potentiel d'émission qui passe des cinq dernières années à l'année civile précédente. Pour clarifier davantage l'objectif et l'utilisation de ces deux seuils, le Ministère inclura une description détaillée de chacun dans un document d'orientation distinct sur la conformité à la réglementation.

Gas estimation accuracy

Industry stakeholders expressed concerns with requirements stating that all heavy oil facilities must directly measure all gas streams over 500 m^3 per day, instead of the current direct measurement rate threshold of 2 000 m^3 per day required by provincial authorities.

ENGOs recommended that operators should directly measure, rather than estimate, the total facility gas production (including all gas as fuel, sales, vented casing gas and all tank vent gas) at all conventional heavy oil production facilities. If direct measurement is not required, ENGOs recommended that the operator should conduct a seven-day test to determine the well's gas-to-oil ratio (GOR). Current provincial measures require a GOR test period of only 24 hours.

As a result of these concerns, the Department has introduced flexibility and increased accuracy through modifying the gas estimation requirements at heavy oil facilities. Three gas measurement/estimation options have been added: direct measurement of the gas stream, the use of a more rigorous GOR estimation protocol, or the use of a pre-assigned GOR algorithm to determine facility produced gas.

Exactitude de l'estimation des gaz

Les parties intéressées du secteur industriel ont formulé des réserves quant aux exigences relatives à la mesure directe obligatoire de tous les flux gazeux dépassant 500 m^3 par jour par toutes les installations de pétrole lourd, au lieu du seuil de mesure directe actuel de 2 000 m^3 par jour exigé par les autorités provinciales.

Les ONGE ont recommandé que les exploitants mesurent directement plutôt qu'estiment la production totale de gaz (soit tous les gaz utilisés comme carburant, les gaz vendus, les gaz de tubage de surface évacués et tous les gaz évacués d'un réservoir) de toutes les installations classiques de production de pétrole lourd. Si une mesure directe n'est pas exigée, les ONGE recommandent que l'exploitant mène un essai de sept jours pour déterminer la proportion gaz-pétrole du puits. Actuellement, pour leur mesure, les provinces exigent une période d'essai de seulement 24 heures pour déterminer la proportion gaz-pétrole.

Par conséquent, le Ministère a assoupli les exigences et a apporté une précision accrue lorsqu'il a modifié les exigences liées à l'estimation des gaz s'appliquant aux installations de pétrole lourd. Trois options sur la mesure ou l'estimation des gaz ont été ajoutées : mesure directe du flux gazeux, recours à un protocole d'estimation plus rigoureux de la proportion gaz-pétrole ou utilisation d'un algorithme préassigné de calcul de la proportion gaz-pétrole pour déterminer la quantité de gaz produite par l'installation.

Leak detection and repair

Scope of coverage of the oil and gas sector

The Department received many comments from industry stakeholders regarding the types of installations that should be covered by the LDAR requirements. The

Détection et réparation des fuites

Champ d'application du secteur pétrolier et gazier

Le Ministère a reçu de nombreux commentaires de la part des parties intéressées du secteur industriel sur les types d'installations auxquelles devraient s'appliquer les

transmission pipeline sector conveyed concerns with performing inspections and repairs at numerous remote locations which are difficult to access and suggested that small remote compressor stations, valve stations, and metering stations on transmission pipelines be exempted from LDAR requirements. The upstream production sector stated that the proposed exemption for facilities consisting of a single wellhead should be extended to those facilities that have single wellheads with metering runs. An industry association stated that large oil and gas facilities that are already subject to conditions under Alberta's Environmental Protection and Enhancement Act (EPEA) should be excluded from the LDAR requirements. One ENGO requested that LDAR inspections be required for all abandoned wells.

The Department's analysis shows that extending the exemption for single wellheads to situations where there is gas metering equipment alongside would reduce compliance costs and not have a significant impact on emissions reductions. Similarly, the exemption of valve stations, consisting uniquely of shutdown valves, on transmission pipelines is expected to result in a decrease in inspection costs with minimal loss in emission reductions. Consequently, these installations have been exempted from the leak detection requirements.

Metering stations and small compressor stations may consist of a large quantity of surface equipment that have the potential for leakage, including compressors, heaters, pressure reducers, regulators and condensate storage tanks. The Department's analysis demonstrates that metering stations and small compressor stations are significant sources of methane emissions. For this reason, metering stations and small compressor stations will not be exempted from LDAR requirements.

EPEA conditions are applied on a case-by-case basis, while the Regulations require periodic inspections for all facility types, setting a standard for inspection frequency that is consistent for all facility types. Therefore, facilities in Alberta that are already subject to EPEA approvals will not be exempted from LDAR requirements.

Regarding abandoned wells, the Department notes that these wells can still emit hydrocarbons. Thus, they would be considered covered equipment subject to LDAR requirements if they exist at a site where production and receipts of gas exceed the potential to emit the threshold of 60 000 m^3 per year.

exigences relatives à la DRF. Le secteur du transport par pipeline a soulevé certaines préoccupations à propos de l'inspection ou de la réparation de beaucoup d'endroits éloignés difficiles d'accès et a proposé que les petites stations de compression éloignées, les stations avec vannes et les stations de mesure sur les pipelines soient exemptées de ces exigences. Le secteur de production en amont soutient que l'exemption proposée visant les installations munies d'une seule tête de puits devrait aussi s'appliquer aux installations qui disposent d'une seule tête de puits dotée d'une station de mesure. Une association du secteur industriel a mentionné que les grandes installations pétrolières et gazières déjà assujetties aux exigences de l'Environmental Protection and Enhancement Act (EPEA) de l'Alberta devraient être exemptées des exigences liées à la DRF. Une ONGE a demandé que les inspections visant la DRF soient exigées pour tous les puits abandonnés.

L'analyse du Ministère indique que le fait de soumettre les situations dans lesquelles on dispose d'un équipement de mesure des gaz à l'exemption concernant les têtes de puits uniques réduirait les coûts de mise en conformité et n'aurait aucune incidence importante sur la réduction des émissions. De même, l'exemption relative aux stations avec vannes, qui consiste uniquement à fermer des vannes sur des pipelines de transport devrait se traduire par une diminution des coûts d'inspection tout en préservant au maximum les réductions d'émissions. Ces installations ont donc été exemptées des exigences liées à la détection de fuites.

Les stations de mesure et les petites stations de compression peuvent être munies d'une grande quantité d'équipement de surface qui peut fuir, dont des compresseurs, des appareils de chauffage, des réducteurs de pression, des régulateurs et des réservoirs de stockage de condensats. L'analyse du Ministère montre que les stations de mesure et les petites stations de compression sont d'importantes sources d'émissions de méthane. C'est pourquoi les stations de mesure et les petites stations de compression ne seront pas exemptées des exigences liées à la DRF.

Les conditions de l'EPEA sont appliquées au cas par cas, tandis que le Règlement exige des inspections périodiques pour tous les types d'installations, et a établi une norme pour la fréquence des inspections, laquelle est la même pour tous les types d'installations. Par conséquent, les installations en Alberta déjà soumises à une approbation en vertu de l'EPEA ne seront pas exemptées des exigences liées à la DRF.

Concernant les puits abandonnés, le Ministère note que parce que ces puits peuvent encore émettre des hydrocarbures, ils sont considérés comme un équipement assujetti aux exigences de la DRF s'ils sont situés dans un site où la production et la réception des gaz dépassent le seuil du potentiel d'émission de 60 000 m^3 par année.

Allowed instruments for inspection and overall design of LDAR approach

Industry stakeholders strongly expressed a need to consider additional flexibilities in the inspection requirements by allowing alternative inspection methods to include continuous monitoring and more frequent lower sensitivity surveys, such as using aerial, satellite, or mobile vehicle surveys. Many commenters noted that the leak detection instrument approval process described in the proposed Regulations is onerous and does not enable adoption of innovative technology. Other commenters requested that the wording be changed to allow for equivalent outcomes rather than equivalent technology.

The Department agrees that alternative inspection methods should be an option when equivalent emission reductions are demonstrated as there are significant potential future developments in leak detection that could reduce LDAR costs. The Department introduced modified language to allow regulatees to demonstrably prove that any alternate method is capable of producing equivalent outcomes to those described in the regulatory requirements.

Coverage of components

Industry advised that there are specific types of equipment components that should be subject to LDAR requirements. Some commenters requested that inaccessible components (e.g. equipment components which may be difficult to safely reach with a portable monitoring instrument) be exempted. ENGOs requested that equipment designed to vent be explicitly included in LDAR inspections.

To address these concerns, the Department revised the proposed Regulations to include certain flexibilities. Equipment components can now be exempted from LDAR inspection if the facility operator deems them "unsafe to inspect" with both a portable monitoring instrument and an OGI camera. However, OGI technology would enable imaging for most equipment components from various safe vantage points; therefore, there will be no exemption for inaccessible components.

As for including all equipment designed to vent, the Regulations contain other obligations that are intended to limit intentional venting from equipment sources such as pneumatics and compressors. Because some intentional vented emissions may be difficult to differentiate from

Instruments autorisés pour l'inspection et approche globale de conception de la DRF

Les parties intéressées du secteur industriel ont fortement exprimé la nécessité d'envisager une plus grande souplesse qui s'appliquerait aux exigences d'inspection, et le Ministère devrait permettre d'autres méthodes d'inspection, notamment une surveillance continue et des relevés plus fréquents de plus faible sensibilité, comme des relevés aériens, par satellite ou par véhicule mobile. Dans bon nombre de commentaires, il est mentionné que le processus d'approbation des instruments de détection des fuites décrit dans le projet de règlement est coûteux et ne permet pas l'adoption de technologies innovantes. Dans d'autres commentaires, les parties intéressées ont demandé que le libellé soit modifié pour obtenir un résultat équivalent plutôt que le recours à une technologie équivalente.

Le Ministère convient que le recours à d'autres méthodes d'inspection devrait être une option lorsqu'il a été démontré que des réductions d'émissions équivalentes sont obtenues, car dans le futur, il se peut fort bien que des avancées dans la détection des fuites réduisent les coûts associés à la DRF. Le Ministère a modifié le libellé pour permettre aux parties réglementées de prouver à l'aide d'une démonstration que le recours à une autre méthode peut aboutir à un résultat équivalent à ceux qui sont décrits dans les exigences du Règlement.

Composantes visées

Selon le secteur industriel, certains types de composantes d'équipement devraient être assujettis aux exigences de la DRF. Dans certains commentaires, des intervenants ont demandé à ce que les composantes inaccessibles (par exemple composantes d'équipement difficiles à atteindre de façon sécuritaire à l'aide d'un instrument de surveillance portable) soient exemptées. Les ONGE souhaitent que l'équipement conçu pour les émissions évacuées fasse explicitement l'objet d'inspections de la DRF.

Pour répondre à ces préoccupations, le Ministère a révisé le projet de règlement pour inclure certaines flexibilités. Les composantes d'équipement peuvent dorénavant être exemptées d'une inspection de DRF si l'exploitant de l'installation juge que leur inspection est « non sécuritaire », autant avec un instrument de surveillance portable qu'avec une caméra d'imagerie optique des gaz. Or, la technologie d'imagerie optique des gaz permet une imagerie de la plupart des composantes d'équipement à partir de différents points d'observation sécuritaires. Il n'y aura donc aucune exemption pour les composantes inaccessibles.

Pour ce qui est d'inclure tout l'équipement conçu pour l'évacuation des gaz, le Règlement contient d'autres obligations prévues pour restreindre l'évacuation intentionnelle des gaz provenant d'équipement comme les dispositifs pneumatiques et les compresseurs. Comme certaines

unintentional leaks, the Regulations have been modified to specifically exclude intentionally vented emissions, where other venting limits apply to those emissions.

émissions évacuées de façon intentionnelle peuvent être difficiles à distinguer des fuites accidentelles, le Règlement a été modifié pour exclure expressément les émissions évacuées de façon intentionnelle, lorsque d'autres limites d'évacuation s'appliquent à ces émissions.

Inspection frequency and timing of inspections

Some industry commenters requested that inspection frequency be reduced, with a risk-based approach based on past performance of facilities or equipment types. ENGOs commented that inspections should be done quarterly, with monthly inspections at the largest facilities, to align with the programs used by leading states and companies in the United States.

The Department notes that historical LDAR performance is not a predictor of future performance as leaks are random unpredictable events. Thus, the Department did not adopt a risk-based approach. The Department's analysis shows emission reductions attained with three inspections per year justify the cost of these inspections, while minimal emission reductions would be gained with significant costs if more frequent inspections were required.

Fréquence et moment des inspections

Certains intervenants du secteur industriel ont demandé que la fréquence des inspections soit réduite et que le règlement recoure à une approche fondée sur le risque et sur le rendement antérieur des installations ou du type d'équipement. Les ONGE sont d'avis que les inspections devraient être réalisées tous les trimestres, mais tous les mois pour les installations d'envergure, pour s'harmoniser avec les programmes des États et des entreprises américaines de premier plan.

D'après le Ministère, le rendement antérieur de la DRF n'est pas un facteur prédictif du rendement futur, car les fuites sont aléatoires et imprévisibles. C'est la raison pour laquelle le Ministère n'a pas adopté d'approche fondée sur le risque. L'analyse du Ministère indique que les réductions d'émissions obtenues avec trois inspections par année justifient le coût de ces dernières, mais avec de plus fréquentes inspections, le règlement n'aurait obtenu qu'une réduction minimale des émissions compte tenu des coûts importants encourus.

Timelines for repairs of leaks

Comments received from Canada's offshore boards and the offshore industry focused on the unique circumstances faced by offshore operators, specifically the difficulty in completing repairs to specialized equipment within the time limits outlined by the Regulations. The transmission sector requested that repairs be subject to a reasonable delay when the shutdown of transmission pipeline equipment is not feasible.

The Department adjusted the time limit for offshore repairs such that all repairs have a time limit of 730 days. To address concerns with the difficulty in completing repairs for specialized equipment under extenuating circumstances, the Regulations have been adapted to provide the Minister the authority to issue a renewable permit to grant extra time to onshore and offshore operators to complete repairs.

Délai de la réparation des fuites

Les commentaires reçus de l'Office des hydrocarbures extracôtiers du Canada et du secteur de l'exploitation extracôtière soulignaient le contexte unique des exploitants d'hydrocarbures extracôtiers, en particulier la difficulté de réparer l'équipement spécialisé dans le délai mentionné dans le Règlement. Le secteur du transport demande que les réparations se fassent dans un délai raisonnable lorsque la fermeture d'un pipeline de transport est impossible.

Le Ministère a modifié le délai des réparations en milieu extracôtier pour que toutes les réparations puissent se faire dans un délai de 730 jours. Pour ce qui est de la difficulté de réparer de l'équipement spécialisé dans des circonstances atténuantes, le Règlement a été adapté pour conférer au ministre le pouvoir de délivrer un permis renouvelable qui accorderait un plus grand délai aux exploitants de zones côtières et extracôtières pour faire les réparations.

Pneumatics

Inclusion of pneumatic devices in venting limit

Industry stakeholders suggested including pneumatic devices in an overall venting limit and removing the pneumatic controller and the pneumatic pump specific

Dispositifs pneumatiques

Application de la limite d'évacuation aux dispositifs pneumatiques

Les intervenants du secteur industriel ont suggéré d'appliquer une limite globale d'évacuation aux dispositifs pneumatiques et d'éliminer les exigences liées aux régulateurs

requirements. ENGOs stated that emissions from these devices need to be included in the venting limit to ensure that they are accounted for and that the venting limit excludes facilities which are truly below the limit.

et aux pompes pneumatiques. Selon les ONGE, il faut inclure les émissions de ces dispositifs dans la limite d'évacuation pour qu'elles soient prises en compte et pour que la limite d'évacuation exclue les installations qui se situent vraiment sous cette limite.

The Department will maintain the approach of regulating emissions from pneumatic controllers and pneumatic pumps. The Department's view is that there is already sufficient flexibility for the operator to choose how to reduce emissions within the pneumatics requirements, including switching to electric devices or routing the emissions to a conservation or destruction device. This approach also does not require quantification of emissions from pneumatic devices which would be necessary if they were to be included in a venting limit, which would increase administrative burden.

Le Ministère maintiendra la réglementation touchant les émissions provenant des régulateurs et des pompes pneumatiques. Selon le Ministère, l'exploitant dispose déjà d'une souplesse suffisante qui lui permet de choisir la façon de réduire les émissions pour se conformer aux exigences liées aux dispositifs pneumatiques, notamment le passage à des dispositifs électriques ou l'acheminement des émissions vers un dispositif de conservation ou de destruction. Cette approche ne nécessite pas de quantification des émissions provenant de dispositifs pneumatiques, laquelle aurait été nécessaire s'il avait fallu les inclure dans une limite d'évacuation, mais cela aurait augmenté le fardeau administratif.

Zero-emitting controllers

Industry recommended removing zero-emitting controller requirements for facilities that lack access to electricity. ENGOs suggested that this should be required at more facilities and identified other criteria which, in addition to the compressor rated power threshold, could be used to target larger facilities.

Régulateurs à émission zéro

Le secteur industriel a recommandé d'éliminer les exigences visant les régulateurs zéro émission dans les installations n'ayant pas accès à l'électricité. D'après les ONGE, ces exigences devraient s'appliquer à un plus grand nombre d'installations, et les ONGE ont relevé d'autres critères qui, outre le seuil lié à la puissance nominale du compresseur, pourraient servir à cibler les installations d'envergure.

Analysis completed by the Department determined that the incremental benefit of requiring facilities to use zero-emitting controllers did not justify the significant incremental costs. Thus, the Department decided to remove the requirement for zero-emitting pneumatic controllers and instead require all controllers at facilities meeting the PTE threshold to be subject to the design bleed rate limit of 0.17 standard m^3 per hour.

L'analyse menée par le Ministère a permis de déterminer que les avantages associés à l'obligation d'utiliser des régulateurs zéro émission ne justifiaient pas de coûts supplémentaires importants. Par conséquent, le Ministère a décidé d'éliminer l'exigence liée aux régulateurs pneumatiques zéro émission et exige plutôt que les régulateurs des installations respectant le seuil du potentiel d'émission soient assujettis à la limite du taux de purge nominal de 0,17 m^3 par heure.

Controller emissions measurement

ENGOs recommended requiring measurement of the bleed rate for all controllers, as supported by studies showing that these devices often emit more than they are designed to emit. The Department acknowledges this is often the case when these devices are not operated according to the manufacturer's specifications. The proposed Regulations required the device to be operated according to the settings specified by the manufacturer and the Department determined that, if operated appropriately, measurement of the emission rate is not necessary to demonstrate compliance.

Mesure des émissions des régulateurs

Les ONGE ont recommandé d'exiger la mesure du taux de purge de tous les régulateurs, car des études indiquent que ces dispositifs émettent souvent plus d'émissions que prévu. Le Ministère reconnaît que c'est souvent le cas lorsque les dispositifs ne sont pas exploités conformément aux spécifications du fabricant. Le projet de règlement exigeait que le dispositif soit exploité selon les paramètres précisés par le fabricant, et le Ministère a déterminé que, s'il est exploité adéquatement, il n'est pas nécessaire de mesurer le taux d'émission pour démontrer la conformité.

It was also raised that the manufacturer's operational specifications for these controllers are not always available or applicable for every controller, for example if they have been modified for a specific application. To ensure

Il a également été signalé que les spécifications de fonctionnement du fabricant s'appliquant à ces régulateurs ne sont pas toujours disponibles ou applicables, par exemple s'ils ont été modifiés pour une application donnée. Pour

compliance in these cases, controllers without operational specifications will be required to demonstrate the bleed rate is below the limit which can be done by directly measuring the static bleed rate.

garantir la conformité dans ces circonstances, il faudra démontrer que tous les régulateurs sans spécification de fonctionnement présentent un taux de purge inférieur à la limite, ce qui peut se faire par une mesure directe du taux de purge statique.

Pump threshold for quantity of liquid pumped

ENGOs expressed concern that the threshold of 20 L per day for a pump could be bypassed by using multiple smaller pumps instead of one larger pump. To ensure this unintended compliance pathway is not available, the threshold of 20 L per pump has been replaced with a 20 L threshold per site. This prevents multiple pumps from being used and will ensure the threshold is not exceeded.

Seuil relatif à la quantité de liquide pompée

Les ONGE s'inquiétaient du fait que le seuil de 20 L par jour et par pompe pourrait être contourné par l'usage de plusieurs pompes plus petites au lieu d'une grande pompe. Pour qu'il soit impossible d'utiliser cette voie, le seuil de 20 L par pompe a été remplacé par un seuil de 20 L par site. Ainsi, il ne sera plus possible de recourir à plusieurs pompes sans dépasser le seuil.

Compressors

Fleet average alternative approach

Industry proposed using a fleet average limit for compressors to control and reduce compressor emissions instead of the requirement to meet flat limits as outlined in the proposed Regulations.

The Department's analysis shows that leakage from compressor seals varies over time as operational parameters change, such as the compressor discharge pressure, and randomly as seals wear. To accurately quantify a fleet average, continuous emission monitoring would be required, as well as tracking the hours over which the compressor is pressurized. Due to the resultant administrative burden and increased costs associated with monitoring and information tracking, a fleet average approach was not considered to be a viable option.

Compresseurs

Approche faisant appel à la moyenne pour le parc

Le secteur industriel a proposé de recourir à une limite moyenne des émissions du parc s'appliquant aux compresseurs afin de réduire les émissions des compresseurs au lieu des limites fixes précisées dans le projet de règlement.

L'analyse du Ministère indique que les fuites par les joints du compresseur varient au fil du temps, car les paramètres de fonctionnement et la pression du compresseur à la décharge, par exemple, changent de façon aléatoire lorsque le joint s'use. Pour quantifier de manière exacte la moyenne des émissions du parc, il serait nécessaire d'effectuer un suivi continu des émissions, ainsi que des périodes au cours desquelles le compresseur est sous pression. En raison du fardeau administratif qui en résulte et des coûts accrus associés à la surveillance et au suivi des données, l'approche de la moyenne des émissions du parc n'a pas été envisagée comme une option viable.

General flexibilities

Industry stakeholders commented that new compressors should be defined as those that are installed on or after 2025, while ENGOs suggested that it should be 2019, as opposed to being defined as those installed on or after January 1, 2020. The Department's analysis suggests that an earlier date would gain minimal emission reductions, while a later date would allow more time for emerging innovative technologies to be commercialized, potentially reducing operational costs due to longer-lasting or lower-leakage components. Based on discussions with compressor seal manufacturers, these new technologies are highly likely to be commercialized by 2023. As a result, the Department defined new compressors as those that are installed on or after January 1, 2023.

Flexibilités générales

Les intervenants du secteur industriel estiment qu'il faudrait définir les nouveaux compresseurs comme étant ceux ayant été installés à partir de 2025 — les ONGE ont suggéré que cette date devrait être 2019 — et non ceux qui ont été installés à partir du 1er janvier 2020. L'analyse du Ministère semble indiquer qu'une date antérieure se traduirait par un gain minimal des réductions d'émissions, alors qu'une date postérieure permettrait la commercialisation de technologies innovantes, ce qui pourrait réduire les coûts opérationnels, car les composantes auraient une plus longue durée de vie ou seraient moins susceptibles de fuir. D'après les discussions avec les fabricants de joints de compresseurs, ces nouvelles technologies pourraient être commercialisées d'ici 2023. Par conséquent, le Ministère a défini les nouveaux compresseurs comme étant ceux installés à partir du 1er janvier 2023.

Industry stakeholders expressed concerns that it is not always possible to take corrective action within 30 days of measurement for reciprocating compressors and that corrective action should take place within 90 days, similar to the proposed centrifugal compressor requirements. The Department's analysis shows that increasing the time period for reciprocating compressors has a minimal effect on emissions and increases feasibility for industry. Therefore, a change has been made to the Regulations where corrective action may now take place up to 90 days of measurement.

Les intervenants du secteur industriel estiment qu'il n'est pas toujours possible d'appliquer une mesure corrective dans les 30 jours suivant une prise de mesure dans le cas des compresseurs alternatifs. Selon eux, cette mesure corrective devrait être apportée dans les 90 jours comme c'est le cas pour les compresseurs centrifuges. L'analyse du Ministère montre qu'un plus grand délai, dans le cas des compresseurs alternatifs, a un effet minime sur les émissions et améliore les conditions de mise en œuvre de l'industrie. Un changement a donc été apporté au Règlement pour qu'une mesure corrective puisse maintenant être apportée dans les 90 jours suivant la prise de la mesure.

Industry recommended that continuous monitoring be an option to replace the need for annual emission measurements. As some compressors are already equipped with continuous monitoring devices, the Department agrees that allowing continuous monitoring to replace the annual measurement will reduce costs to industry at facilities where these devices are already installed, while meeting the measurement needs. The Department has therefore added the option to replace the annual measurement in the case that devices used for continuous monitoring have alarms set at the applicable regulatory limit.

Le secteur industriel a recommandé l'option d'un suivi continu pour remplacer le besoin de mesurer les émissions tous les ans. Comme certains compresseurs sont déjà munis d'un dispositif de surveillance continue, le Ministère est d'avis que le remplacement des mesures annuelles par une surveillance continue réduira les coûts de l'industrie aux installations où ces dispositifs sont déjà installés, tout en permettant les prises de mesures. Le Ministère a donc ajouté l'option de remplacer les mesures annuelles lorsque les dispositifs utilisés pour la surveillance continue sont dotés d'une alarme réglée à la limite réglementaire qui s'applique.

Exemptions

Industry stakeholders stated that because dry seals are the industry standard, centrifugal compressors with dry seals should be exempt from the requirements. The Department recognizes that, while modern centrifugal compressors are equipped with dry seals, manufacturers of these seals have confirmed that dry seals still do fail; therefore, they will still be subject to the limits.

Industry stakeholders suggested including an exemption for small and low-use compressors, which include compressors that are used less than 5% of the time, small compressors that have a rated brake power of less than 75 kW, and compressors with fewer than four cylinders. The Department's analysis demonstrates that compressors with fewer than four cylinders represent 17% of compressor methane emissions — a value that is considered too significant to exempt. However, compressors pressurized less than 5% of the time and those with a rated brake power less than 75 kW represent only 1% of emissions, having a minimal impact on emission reductions. Consequently, the Department has exempted compressors pressurized less than 5% of the time and those with a rated brake power less than 75 kW.

Exemptions

Les intervenants du secteur industriel affirment que les compresseurs centrifuges munis de joints d'étanchéité secs devraient être exemptés des exigences, car l'utilisation de joints secs est une norme de l'industrie. En effet, les compresseurs centrifuges modernes sont munis de joints secs. Cependant, le Ministère souligne le fait que les fabricants ont confirmé que les joints secs finissent par se détériorer. Par conséquent, les joints demeureront assujettis à un seuil.

Ces parties intéressées proposent d'inclure l'exemption pour les petits compresseurs et ceux à faible usage, dont les compresseurs qui sont utilisés moins de 5 % du temps, les petits compresseurs qui présentent une puissance au frein nominale inférieure à 75 kW et les compresseurs dotés de moins de quatre cylindres. D'après l'analyse du Ministère, les compresseurs de moins de quatre cylindres représentent 17 % des émissions de méthane issues des compresseurs — une valeur qui est considérée comme trop importante pour justifier une exemption. Toutefois, comme les compresseurs sous pression moins de 5 % du temps et ceux dont la puissance au frein nominale est inférieure à 75 kW représentent seulement 1 % des émissions, ils ont une incidence minime sur la réduction des émissions. C'est la raison pour laquelle le Ministère a exempté les compresseurs sous pression moins de 5 % du temps et ceux dont la puissance au frein nominale est inférieure à 75 kW.

Compressor vent limits

ENGOs suggested that a lower compressor vent limit of 0.015 m^3 per minute per rod packing should be set for reciprocating compressors to gain more emission reductions. Industry suggested the vent limit be increased to 0.033 m^3 per minute per rod packing. Industry also mentioned that it is not possible for large centrifugal compressors to meet the proposed limit and that it should be increased.

The Department's analysis confirmed that it is not feasible for the larger centrifugal compressors to meet the proposed limit of 0.34 m^3 per minute per compressor and that raising the limit for these larger centrifugal compressors has a minimal impact on emission reductions. Regarding the limit for reciprocating compressors, other industry stakeholders confirmed that the limit is achievable and that there is no need to decrease it in order to meet the emission reduction target. Thus, the Department increased the vent limit requirements for large centrifugal compressors with a rated brake power of 5 MW or more to 0.68 m^3 per minute per compressor. Meanwhile, the limit of 0.34 m^3 per minute per compressor for centrifugal compressors with a rated brake power less than 5 MW, and of 0.023 m^3 per minute per rod packing for reciprocating compressors remain unchanged from the proposed Regulations.

Compliance pathways

Industry commented that gas conservation is not always feasible for new compressors or at existing facilities and that destruction (i.e. combustion or flaring) should also be an acceptable compliance option.

The Department's analysis demonstrates that there is a minimal impact to emission reductions if destruction is allowed for all new compressors and if an emissions limit for new compressors is added. These limits for new reciprocating compressors are 0.001 m^3 per minute per rod packing and for new centrifugal compressors are 0.14 m^3 per minute per compressor, essentially equivalent to a 95% destroy or capture requirement.

Well completion involving hydraulic fracturing

Exemptions

ENGOs expressed concerns about the proposed Regulations exempting Alberta and British Columbia from the requirements for well completions involving hydraulic

Limites visant les évents d'un compresseur

Selon les ONGE, une limite plus faible visant les évents de compresseur de 0,015 m^3 par minute par garniture de tige devrait être établie pour les compresseurs alternatifs afin que de plus grandes réductions d'émissions soient obtenues. Le secteur industriel est d'avis que la limite visant les évents de compresseur devrait être augmentée à 0,033 m^3 par minute par garniture de tige. Ce secteur a aussi mentionné qu'il est impossible pour les grands compresseurs centrifuges de respecter la limite proposée et que cette dernière devrait donc être augmentée.

L'analyse du Ministère a confirmé qu'il est impossible pour les compresseurs centrifuges d'envergure de respecter la limite proposée de 0,34 m^3 par minute par compresseur et que la hausse de la limite visant les compresseurs centrifuges a des conséquences minimes sur la réduction des émissions. Quant à la limite visant les compresseurs alternatifs, d'autres intervenants du secteur industriel ont confirmé que la limite est atteignable et qu'il n'est pas nécessaire de la réduire pour respecter l'objectif de réduction des émissions. Le Ministère a donc augmenté la limite visant les évents de grands compresseurs centrifuges ayant une puissance au frein nominal d'au moins 5 MW à 0,68 m^3 par minute par compresseur. Par ailleurs, la limite de 0,34 m^3 par minute par compresseur pour les compresseurs centrifuges dont la puissance au frein nominale est inférieure à 5 MW et celle de 0,023 m^3 par minute par garniture de tige pour les compresseurs alternatifs demeurent les mêmes que celles du projet de règlement.

Voies de conformité

Le secteur industriel, dans ses commentaires, affirme que la conservation des gaz n'est pas toujours faisable dans le cas des nouveaux compresseurs ou aux installations existantes et que la destruction (c'est-à-dire la combustion ou le torchage) devrait être une option de mise en conformité acceptable.

L'analyse du Ministère indique que s'il est permis de détruire pour tous les nouveaux compresseurs et si une limite d'émissions est établie pour les nouveaux compresseurs, l'incidence sera minime sur la réduction des émissions. Ces limites sont de 0,001 m^3 par minute par garniture de tige pour les nouveaux compresseurs alternatifs et de 0,14 m^3 par minute par compresseur pour les nouveaux compresseurs centrifuges, ce qui équivaut à une exigence de destruction ou de capture de 95 %.

Complétion des puits impliquant la fracturation hydraulique

Exemptions

Les ONGE se disent préoccupées par le fait que dans le projet de règlement, l'Alberta et la Colombie-Britannique sont exemptées des exigences visant la complétion des

fracturing as they believe that the provincial requirements for this emission source do not achieve the same reductions as the federal requirement would achieve. Industry, however, expressed their support for this exemption. No modification has been made to the Regulations as the Department's analysis shows that emissions from well completions involving hydraulic fracturing are minimal in these two provinces due to actions already in place.

Industry stated that it is not possible to conserve gases from flowback when nitrogen and carbon dioxide are used in the fracturing process, as these gases may cause significant downstream plant or facility issues. The presence of nitrogen and carbon dioxide also prevents the gas from being combusted. In response to this comment, a modification was made to the Regulations to allow venting during well completion involving hydraulic fracturing when gas cannot sustain combustion.

General comments

Requests for mandatory conservation of gas

ENGOs advocated for mandatory conservation of gas, within both the facility venting and well completion involving hydraulic fracturing requirements, due to concerns regarding carbon dioxide and black carbon emissions from combustion. The Department has decided to allow destruction in the final Regulations as destruction is a suitable method to reduce methane emissions. In some cases, heavy oil facilities have no option but to destroy excess vented gas, as no cost-effective infrastructure is currently in place to allow conservation.

Coming into force dates

Industry requested a delay in coming into force dates of the requirements to provide more time for industry to adapt. ENGOs recommended taking action sooner by advancing the coming into force dates for the requirements.

The Department notes that the Regulations were originally planned to come into force in 2018 and 2020 as a result of the Government of Canada's 2016 commitment. The coming into force dates of 2020 and 2023 were chosen to provide time for interested provinces to finalize regulatory regimes and, if interested, negotiate equivalency agreements with the Government of Canada. These dates are also a response to industry requests for more lead time to prepare for compliance, including being able to spread out capital retrofit costs, better manage operational

puits impliquant la fracturation hydraulique, car elles estiment que les exigences provinciales visant cette source d'émission n'aboutissent pas aux mêmes réductions que l'exigence du gouvernement fédéral. Le secteur industriel, en revanche, était en faveur de cette exemption. Aucune modification n'a été apportée au Règlement puisque l'analyse du Ministère révèle que les émissions provenant de la complétion de puits impliquant la fracturation hydraulique sont minimes dans ces deux provinces en raison de mesures déjà en place.

D'après l'industrie, il est impossible de conserver les gaz provenant du reflux lorsque de l'azote et du dioxyde de carbone sont utilisés au cours de la fracturation, car ces gaz peuvent causer des problèmes significatifs dans les usines ou les installations en aval. La présence d'azote et de dioxyde de carbone empêche également la combustion du gaz. En réponse à ce commentaire, le Ministère a modifié le Règlement pour permettre l'évacuation des gaz durant la complétion de puits impliquant la fracturation hydraulique lorsque les gaz ne peuvent pas maintenir la combustion.

Commentaires généraux

Pour une conservation obligatoire des gaz

Les ONGE ont réclamé la conservation obligatoire des gaz dans les exigences relatives à l'évacuation des gaz par l'installation et à la complétion de puits, en raison de préoccupations touchant les émissions de dioxyde de carbone et de carbone noir issues de la combustion. Le Ministère a décidé de permettre la destruction des gaz dans la version finale du Règlement, car la destruction est une bonne méthode réduisant les émissions de méthane. Dans certains cas, les installations de pétrole lourd n'ont d'autre choix que de détruire les gaz en excès évacués, car aucune infrastructure rentable n'est actuellement en place pour permettre la conservation.

Dates d'entrée en vigueur

Le secteur industriel a demandé de retarder les dates d'entrée en vigueur des exigences pour disposer de plus de temps pour s'adapter. Les ONGE ont recommandé d'agir plus tôt et de devancer les dates d'entrée en vigueur.

Le Ministère fait remarquer que le Règlement avait été planifié à l'origine pour entrer en vigueur en 2018 et en 2020 pour faire suite à l'engagement de 2016 du gouvernement du Canada. Les dates d'entrée en vigueur de 2020 et de 2023 ont été choisies pour que les provinces intéressées aient le temps pour mettre la dernière main aux régimes réglementaires et, s'il y a lieu, de négocier des ententes d'équivalence avec le gouvernement du Canada. Ces dates font aussi suite aux demandes du secteur industriel qui souhaite avoir le temps nécessaire pour se

changes, and ability to take advantage of provincial incentive programs, such as the exemption from the carbon tax levy and offset allowances in Alberta and royalty tax credits in British Columbia.

préparer à la mise en conformité, notamment être en mesure d'étaler les coûts de la modernisation, de mieux gérer les changements opérationnels et de profiter des programmes incitatifs provinciaux, comme l'exemption d'une taxe ou d'une redevance sur le carbone, l'obtention d'indemnités de compensation en Alberta et d'un crédit de taxe de redevance en Colombie-Britannique.

Registration requirements

Industry stakeholders commented that registration requirements were duplicative of provincial reporting and should be reduced or removed completely. They also suggested that information regarding equipment should be kept within company records and be made available to government on request. It was also noted that the 60-day registration timeline would be challenging.

To minimize administrative burden, the Department has amended the registration requirements such that the facilities which already report to an approved entity will not need to provide a full registration report under the federal regulations, decreasing the number of registrations to be submitted to the Department. Some elements of registration, such as equipment records at the facility level, have been changed to record keeping elements elsewhere in the Regulations. To add further flexibility, the Department extended the deadline for registration to 120 days after the first day of production.

Exigences en matière d'enregistrement

Les intervenants de l'industrie ont souligné que les exigences en matière d'enregistrement reprennent des éléments des rapports provinciaux et qu'elles devraient donc être réduites ou supprimées. Ils ont également suggéré que les renseignements relatifs à l'équipement devraient être conservés dans les registres des entreprises et fournis sur demande au gouvernement. Les intervenants ont également souligné que le délai d'enregistrement de 60 jours serait difficile à respecter.

Afin de réduire au minimum le fardeau administratif, le Ministère a modifié les exigences d'enregistrement de sorte que les installations qui déclarent déjà à une entité approuvée n'auront pas besoin de fournir un rapport d'enregistrement complet en vertu de la réglementation fédérale, ce qui réduira le nombre d'enregistrements soumis au Ministère. Certains éléments de l'enregistrement, comme les registres d'équipement au niveau des installations, ont été modifiés en éléments de consignation des renseignements ailleurs dans le Règlement. Pour améliorer la marge de manœuvre, le Ministère a repoussé le délai d'enregistrement à 120 jours après le premier jour de production.

Offshore facilities

Industry stakeholders, offshore boards, and provinces advised that offshore facilities have unique operational, logistical and safety conditions which require a different approach from that used for upstream oil and gas facilities. In recognition of the unique environment and configurations of offshore oil and gas operations, a section has been added to the Regulations regarding offshore-specific requirements. This new section includes flexibilities for LDAR inspections and leak repair timelines. Similarly to general LDAR requirements, alternative methods for inspections are now allowed and LDAR inspections frequency has been decreased to once per year (instead of three per year). Operators will now able to submit an application for a permit to request more time for repairs.

Installations extracôtières

Les intervenants de l'industrie, les offices extracôtiers et les provinces ont fait savoir que des conditions opérationnelles, logistiques et de sécurité uniques s'appliquent aux installations extracôtières et que ces conditions exigent une approche différente de celle utilisée pour les installations pétrolières et gazières en amont. Étant donné l'environnement unique dans lequel sont menées les activités pétrolières et gazières extracôtières ainsi que les configurations particulières de ces activités, une section sur les exigences propres au milieu extracôtier a été ajoutée au Règlement. Cette nouvelle section prévoit une certaine latitude pour les délais relatifs aux inspections de DRF et à la réparation des fuites. Comme pour les exigences générales en matière de DRF, d'autres méthodes d'inspection sont maintenant permises et la fréquence des inspections de DRF est passée de trois à une par année. Les exploitants seront maintenant en mesure de soumettre une demande de permis afin d'obtenir plus de temps pour effectuer des réparations.

Regulatory impacts

Compliance costs

Several industry stakeholders indicated that the Department underestimated compliance costs attributable to the proposed Regulations. Many submissions indicated that the cost to comply with the LDAR requirements would be significantly higher than the Department's estimates. Comments also focused on estimates of cost of equipment, such as air-driven pneumatic devices. Additionally, ENGOs advised that the Department overestimated costs of conservation equipment to comply with venting requirements.

The Department completed a full review of the cost assumptions used in the analysis of the proposed Regulations. This review included identifying key cost inputs called into question and consulting multiple sources to determine if these inputs required revision. Updates were made to the cost analysis to best reflect current evidence. These updates include increasing the assumed time to complete leak detection surveys, increasing the assumed cost to replace rod packing to comply with compressor requirements, and decreasing the cost of equipment to comply with venting requirements. Additionally, the estimated cost for air-driven pneumatic devices to comply with the proposed Regulations was increased. However, the Regulations no longer require zero bleed pneumatic devices resulting in a decrease in compliance costs. An updated cost breakdown was shared with industry, ENGOs, and service providers for further comment prior to finalizing the analysis.

Baseline methane emissions estimates

Several ENGOs and academics suggested that the Department re-evaluate baseline estimates of methane emissions in light of recent studies from the David Suzuki Foundation and Carleton University that found emissions to be significantly higher than estimated by the Department.

Methane emissions are estimated in the National Inventory Report in accordance with international reporting guidelines and methodologies agreed to by the UNFCCC, including methodological procedures and guidelines prescribed by the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). While the studies cited provide compelling evidence that methane emissions from the oil and gas sector are significantly higher than reported, they do not provide the source level data needed to produce updates

Impacts réglementaires

Coûts de la conformité

Plusieurs intervenants de l'industrie ont indiqué que le Ministère a sous-estimé les coûts de conformité attribuables au projet de règlement. Nombre d'intervenants ont indiqué que le coût de la conformité aux exigences en matière de DRF serait beaucoup plus élevé que les estimations du Ministère. Les commentaires portaient également sur les estimations du coût de l'équipement, comme les dispositifs pneumatiques. De plus, les ONGE ont indiqué que le Ministère a surestimé les coûts de l'équipement de conservation afin de respecter les exigences en matière d'évacuation.

Le Ministère a réalisé un examen complet des hypothèses en matière de coûts utilisées dans l'analyse du projet de règlement. Cet examen a compris la détermination des principales données relatives aux coûts remises en question et la consultation de multiples sources afin de déterminer si ces données devaient être révisées. Des mises à jour ont été apportées à l'analyse des coûts afin de mieux tenir compte des données probantes les plus récentes. Ces mises à jour comprennent une augmentation du temps supposé nécessaire pour réaliser les vérifications pour la détection des fuites, une augmentation des coûts supposés nécessaires pour remplacer les garnitures de tige aux fins de conformité aux exigences relatives aux compresseurs ainsi qu'une diminution du coût des équipements aux fins de conformité aux exigences en matière d'évacuation. De plus, le coût estimatif des dispositifs pneumatiques pour se conformer au projet de règlement a été augmenté. Par contre, le Règlement ne requiert plus de dispositifs pneumatiques zéro émission, ce qui diminue les coûts aux fins de conformité. Une ventilation des coûts mise à jour a été communiquée à l'industrie, aux ONGE et aux fournisseurs de services pour obtenir d'autres commentaires avant la finalisation de l'analyse.

Estimations de référence des émissions de méthane

Plusieurs ONGE et universitaires ont suggéré que le Ministère réévalue les estimations de référence des émissions de méthane à la suite des études récentes menées par la Fondation David Suzuki et l'Université Carleton, selon lesquelles les émissions sont très supérieures aux estimations du Ministère.

Les émissions de méthane sont estimées dans le Rapport d'inventaire national, conformément aux directives internationales en matière de déclaration et aux méthodes convenues par la CCNUCC, y compris les procédures méthodologiques et les directives prescrites par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC). Les études citées fournissent des preuves convaincantes selon lesquelles les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier sont beaucoup plus élevées que

to the inventory estimates. To address the possibility that methane emissions are higher than the Department's estimates, a sensitivity analysis was conducted to better understand the impact of higher baseline methane emissions, which can be found in the Benefits and Costs section above.

celles déclarées, mais elles ne fournissent pas les données sur les sources nécessaires pour mettre à jour les estimations présentées dans l'inventaire. Afin de tenir compte de la possibilité que les émissions de méthane soient supérieures aux estimations du Ministère, une analyse de sensibilité a été réalisée pour mieux comprendre l'incidence d'émissions de méthane de référence supérieures. Cette analyse est présentée dans la section Avantages et coûts du présent document.

Early industry action

Industry stakeholders commented that recent data shows significant reductions in facility level venting in the upstream oil and gas sector. They expressed concern that these reductions were not accounted for in the analysis of the proposed Regulations.

Recent provincial reporting data indicates that venting emissions reductions have been achieved through increased conservation efforts with regards to solution gas at oil facilities. Therefore, the analysis now attributes emission reductions previously attributed to the Regulations to industry action.

The analysis with this adjustment to the baseline demonstrates that, after this attribution of reductions to industry, there still exists a need for regulatory measures to achieve Canada's methane emissions reduction target.

Oil and gas industry competitiveness

Several industry stakeholders expressed concerns that the Regulations would pose competitiveness challenges for the oil and gas sector. In particular, the potential for divergence in methane reduction requirements between the U.S. and Canada was cited as having the potential to shift investment away from the Canadian oil and gas industry. Additionally, concerns regarding the impact of cumulative costs of these and other regulatory requirements were raised as an additional issue that could affect the competitiveness of the sector.

In response to the potential financial and competitiveness impacts of the Regulations, several flexibilities have been included. For example, standards that will require significant capital investment, such as the facility production venting requirements and the pneumatic controller and pump requirements will not come into force until 2023, giving firms lead time to adjust. The Regulations will also allow facilities that experience technical or economic challenges from complying with the standard for pneumatic pumps to apply for a time-limited exemption permit.

Mesures précoces de l'industrie

Les intervenants de l'industrie ont précisé que les données récentes montrent des réductions importantes sur le plan de l'évacuation au niveau des installations dans le secteur pétrolier et gazier en amont. Ils ont formulé des préoccupations selon lesquelles ces réductions n'ont pas été prises en compte dans l'analyse du projet de règlement.

Les données des rapports provinciaux récents indiquent que des réductions importantes ont été obtenues par l'intermédiaire d'une augmentation de l'effort de conservation relatif aux gaz dissous dans les installations pétrolières et gazières. Par conséquent, l'analyse attribue maintenant les réductions des émissions attribuées précédemment au Règlement aux mesures prises par l'industrie.

L'analyse avec cet ajustement par rapport aux données de référence démontre qu'après cette attribution des réductions à l'industrie il existe toujours un besoin de mesures réglementaires pour atteindre l'objectif du Canada en matière de réduction des émissions de méthane.

Compétitivité de l'industrie pétrolière et gazière

Plusieurs intervenants de l'industrie ont formulé des préoccupations selon lesquelles le Règlement créerait des difficultés en matière de compétitivité pour le secteur pétrolier et gazier. Ils ont notamment mentionné que les différences potentielles entre les exigences de réduction du méthane des États-Unis et du Canada ont le potentiel d'éloigner les investissements de l'industrie pétrolière et gazière du Canada. De plus, des préoccupations concernant l'incidence des coûts cumulatifs de ces exigences réglementaires et d'autres exigences réglementaires ont été soulevées en tant que problème additionnel pouvant avoir une incidence sur la compétitivité du secteur.

En réponse à l'incidence possible du Règlement sur les finances et la compétitivité, plusieurs éléments offrant une plus grande marge de manœuvre ont été inclus. Par exemple, les normes qui exigeront un investissement important en immobilisations, comme les exigences en matière d'évacuation des installations de production et les exigences relatives aux régulateurs et aux pompes pneumatiques, n'entreront en vigueur qu'en 2023, ce qui donnera aux entreprises du temps pour s'ajuster. Le Règlement permettra également aux installations qui font face

Further, the Department has made modifications to the Regulations from those proposed in CG-I that reduce compliance costs by an estimated $500 million over the period of analysis.

à des défis techniques ou économiques liés au respect de la norme relative aux pompes pneumatiques de demander un permis d'exemption à délai déterminé. En outre, le Ministère a modifié le Règlement en fonction des modifications proposées dans la Partie I de la *Gazette du Canada* qui réduisent d'environ 500 millions de dollars les coûts de la conformité au cours de la période d'analyse.

There will be a general alignment with U.S. measures when the Regulations come into effect for both new and existing facilities in 2020 and 2023, based on U.S. requirements currently in place. Since 2012, the U.S. EPA has been regulating tank venting, well completion involving hydraulic fracturing operations, low vent pneumatic devices, compressor venting and fugitive emissions from new onshore oil and gas facilities. Given the annual investments made to both maintain and increase crude oil and natural gas production, these requirements are expected to apply to most existing facilities by 2023. The emission sources covered by both regulatory regimes are generally aligned. Additionally, most U.S. oil and gas production is subject to more general state-level venting requirements, with some states, such as Pennsylvania, California, and Colorado, taking additional actions to manage fugitive emissions.

Lorsque le Règlement entrera en vigueur pour les installations nouvelles et existantes en 2020 et en 2023, il y aura concordance générale avec les mesures prises aux États-Unis, en fonction des exigences actuellement en vigueur dans ce pays. Depuis 2012, l'EPA des États-Unis réglemente l'évacuation des gaz des réservoirs, la complétion de puits avec fracturation hydraulique, les dispositifs pneumatiques à faible ventilation, la ventilation des compresseurs et les émissions fugitives des nouvelles installations pétrolières et gazières extracôtières. Compte tenu des investissements annuels réalisés pour maintenir et accroître la production de pétrole brut et de gaz naturel, ces exigences devraient s'appliquer à la plupart des installations existantes d'ici 2023. Il y a généralement concordance entre les sources d'émission couvertes par les deux régimes réglementaires. De plus, la majorité des activités de production pétrolière et gazière aux États-Unis sont assujetties à des exigences d'évacuation plus générales à l'échelle des États, et certains de ceux-ci, comme la Pennsylvanie, la Californie et le Colorado, prennent des mesures supplémentaires pour gérer les émissions fugitives.

Analysis by the Department estimates that about 90% of compliance costs associated with final and proposed federal regulations affecting the oil and gas sector [including the *Multi-Sector Air Pollutant Regulations* and the *Regulations Respecting Reduction in the Release of Volatile Organic Compounds (Petroleum Sector)*] from 2018–2035 are attributable to the Regulations. Therefore, impacts to the competitiveness of the oil and gas sector beyond those described in the Competitiveness section above are not anticipated to be significant. While the analysis of the Regulations does not account for the cumulative impact of future measures, the Regulations will be included in the baseline for analysis of these measures.

L'analyse du Ministère estime qu'environ 90 % des coûts de conformité associés aux règlements fédéraux finaux et proposés touchant le secteur pétrolier et gazier [y compris le *Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques* et le *Règlement concernant la réduction des rejets de composés organiques volatils (Secteur pétrolier)*] de 2018-2035 sont attribuables au Règlement. Par conséquent, les impacts sur la compétitivité du secteur pétrolier et gazier, au-delà de ceux décrits dans la section Compétitivité ci-dessus, ne devraient pas être importants. Bien que l'analyse du Règlement ne tienne pas compte de l'incidence cumulative des mesures futures, le Règlement sera inclus dans la base de référence pour l'analyse de ces mesures.

Regulatory cooperation

International

Canada is working in partnership with the international community to implement the Paris Agreement to support the goal to limit temperature rise this century to well below 2 °C and to pursue efforts to limit the temperature increase to 1.5 °C.

In mid-2016, Mexico joined Canada in its commitment to reduce methane emissions from the oil and gas sector by

Coopération en matière de réglementation

À l'échelle internationale

Le Canada travaille en partenariat avec la communauté internationale pour mettre en œuvre l'Accord de Paris afin d'appuyer l'objectif qui consiste à limiter bien en deçà de 2 °C la hausse de la température durant le présent siècle et de poursuivre les travaux visant à limiter la hausse de la température à 1,5 °C.

Au milieu de 2016, le Mexique a joint ses efforts à ceux du Canada pour réduire, d'ici 2025, les émissions de méthane

40% to 45% below 2012 levels by 2025. This commitment includes working together to improve methane data collection, emissions quantification and transparency of emissions reporting in North America. Any information and knowledge of cost-effective methane reduction technologies and practices is intended to be shared.

du secteur pétrolier et gazier de 40 à 45 % par rapport aux niveaux de 2012. Cet engagement comprend notamment une collaboration afin d'améliorer la collecte de données sur le méthane, la quantification des émissions et la transparence de la déclaration des émissions en Amérique du Nord. Les deux pays échangeront aussi toutes les connaissances et toute l'information sur les technologies et les méthodes rentables de réduction des émissions de méthane.

United States

In recognition of the integrated nature of the North American energy market, the Regulations will cover emissions from the same sources subject to current U.S. regulatory requirements. These sources include facility production venting, LDAR, well completion involving hydraulic fracturing, pneumatics and compressors. The structure of the Regulations is similar to the U.S. EPA's regulatory regime, with modifications to reflect Canadian conditions (including existing requirements in various Canadian jurisdictions) and input from stakeholders.

The Regulations will cover all facilities whereas the U.S. EPA's NSPS cover new and modified facilities. However, the nature of the upstream oil and gas industry is unique, with short-lived production cycles and constant renewal of production levels through the drilling of new wells to replace declining assets. The U.S. EPA initiated key amendments to the NSPS in 2012 with various additional requirements in 2015 and 2016. Given that the Regulations will not come into force in Canada until after 2020, the U.S. sector will have been facing similar requirements for a decade and most of the facilities will be impacted by the NSPS. Further, similar rules for existing facilities in several individual states (e.g. Wyoming, Colorado) have even more strict methane emission controls in place. If Canada were to limit application to only new and modified facilities, a significant portion of emissions will not be immediately captured, which will make it difficult to meet the methane reduction targets announced by the Government of Canada.

The current U.S. approach to regulating the oil and gas sector requires facilities to conduct a substantial number of administrative tasks. The Regulations differ from the NSPS in order to meet commitments in Canada's Cabinet Directive on Regulatory Management to limit the administrative burden of regulations on business to what is necessary to achieve policy objectives. For example, the NSPS require facilities to report information on specific technical details annually. In order to minimize the administrative burden, the Regulations require

États-Unis

Compte tenu de l'intégration du marché nord-américain de l'énergie, le Règlement régira les émissions provenant des mêmes sources qui sont visées par les exigences réglementaires actuelles aux États-Unis. Ces sources incluent l'évacuation des installations de production, la DRF, la complétion des puits impliquant la fracturation hydraulique, les dispositifs pneumatiques et les compresseurs. La structure du Règlement est semblable au régime de réglementation de l'EPA des États-Unis, avec des modifications qui tiennent compte des conditions canadiennes (y compris les exigences existantes des différentes administrations au Canada) et de l'apport des intervenants.

Le Règlement couvrira toutes les installations, alors que la NSPS de l'EPA des États-Unis couvre les installations nouvelles et modifiées. Toutefois, la nature de l'industrie pétrolière et gazière en amont est unique, avec des cycles de production de courte durée et un renouvellement constant des niveaux de production en forant de nouveaux puits pour remplacer les actifs en déclin. L'EPA des États-Unis a entrepris des modifications clés à la NSPS en 2012 avec diverses exigences additionnelles en 2015 et en 2016. Lorsque le Règlement entrera en vigueur au Canada, soit après 2020, le secteur américain aura déjà fait face à des exigences similaires pendant une décennie et la plupart des installations seront touchées par la NSPS. De plus, des règles similaires en vigueur dans plusieurs États (par exemple au Wyoming et au Colorado) comptent des mesures de contrôle encore plus strictes en matière d'émissions de méthane. Si le Canada limitait l'application seulement aux installations nouvelles ou modifiées, une grande partie des émissions ne serait pas capturée immédiatement, ce qui rendrait difficile l'atteinte des objectifs de réduction du méthane annoncés par le gouvernement du Canada.

L'approche actuelle des États-Unis en matière de réglementation du secteur pétrolier et gazier exige que les installations effectuent un grand nombre de tâches administratives. Le Règlement diffère de la NSPS en ce qui a trait aux engagements pris dans la Directive du Cabinet sur la gestion de la réglementation afin de limiter le fardeau administratif de la réglementation sur les entreprises à ce qui est nécessaire pour atteindre les objectifs de la politique. Par exemple, la NSPS exige que les installations communiquent annuellement des renseignements sur des

on-demand reporting that is considered sufficient to meet data collection and compliance enforcement objectives.

détails techniques précis. Afin de réduire au minimum le fardeau administratif, le Règlement exige des rapports sur demande, considéré comme suffisant pour atteindre les objectifs de collecte de données et d'application de la loi.

The Regulations cover sources that are unique to Canada, such as certain heavy oil production methods. This oil production method is not included in the NSPS but is a significant source of methane emissions in Canada, and the Regulations are designed to address it through the facility venting limits.

Le Règlement couvre les sources uniques au Canada, comme certaines méthodes de production de pétrole lourd. Ces méthodes ne sont pas prises en compte dans la NSPS, mais elles constituent une source importante d'émissions de méthane au Canada. Le Règlement est conçu de manière à gérer ces méthodes par l'intermédiaire des limites d'évacuation des installations.

Provinces and territories

Extended discussions took place with oil and gas regulators and provincial governments in Western and Atlantic Canada, in recognition of their key role in petroleum-producing regions of Canada. At the request of the Western provinces, recognizing that a significant share of the compliance costs will be incurred in this region, a special process was undertaken to develop a regulatory co-development framework between these provinces and the federal government. The framework includes commitments to work collaboratively, share information, meet regularly, and reduce regulatory duplication, with the goal of facilitating future potential negotiation of equivalency agreements. Harmonization with provincial measures has been incorporated into the Regulations. For example, the Regulations point explicitly to existing provincial emission measurement and quantification systems. Also, British Columbia and Alberta have been exempted from the venting limits during well completion involving hydraulic fracturing, since these jurisdictions already have adequate measures in place.

Provinces et territoires

En raison du rôle clé qu'ils jouent dans les régions productrices de pétrole du Canada, les entités de réglementation du secteur pétrolier et gazier et les gouvernements provinciaux de l'Ouest canadien et de la région de l'Atlantique ont tenu des discussions poussées. À la demande des provinces de l'Ouest et compte tenu du fait qu'une part importante des coûts de conformité seront engagés dans cette région, un exercice spécial a été réalisé afin d'élaborer un cadre réglementaire de coopération entre ces provinces et le gouvernement fédéral. Ce cadre prévoit des engagements en matière de collaboration, de communication de l'information, de réunions régulières et de réduction du double emploi en matière de réglementation afin de faciliter la négociation éventuelle d'accords d'équivalence. L'harmonisation avec les mesures provinciales a été intégrée au Règlement. Par exemple, le Règlement fait explicitement état des systèmes provinciaux existants de mesure et de quantification des émissions. En outre, la Colombie-Britannique et l'Alberta ont été exemptées des limites d'évacuation au cours de la complétion de puits impliquant la fracturation hydraulique puisque ces provinces ont déjà adopté des mesures adéquates.

Rationale

GHG emissions, including hydrocarbons and CO_2, are contributing to a global warming trend that is associated with climate change. The oil and gas sector is the largest GHG emitter in Canada and, more specifically, the largest industrial emitter of methane in Canada. Methane is the main component of natural gas. The majority of methane emissions from the oil and gas sector are released as a result of emissions from either fugitive or venting sources. Methane is a short-lived climate pollutant that can create significant near-term climate impacts. The latest emissions data indicates that the GHG emissions from the oil and gas sector account for 26% of Canada's total GHG emissions. Without immediate action, it is expected that methane emissions from the oil and gas sector in Canada will continue to be released at high levels of about 45 Mt CO_2e per year between 2018 and 2035, which represents a significant portion of Canada's overall GHG emissions (722 Mt in 2015).

Justification

Les émissions de GES, y compris les hydrocarbures et le CO_2, contribuent à la tendance au réchauffement de la planète associée aux changements climatiques. Le secteur pétrolier et gazier est le plus important émetteur de GES au Canada et, plus précisément, le plus grand émetteur industriel de méthane au Canada. Le méthane est le principal composant du gaz naturel. La plus grande partie des émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier sont le résultat d'émissions de sources fugitives ou d'évacuation. Le méthane est un polluant climatique de courte durée qui peut créer d'importants impacts climatiques à court terme. Les données les plus récentes sur les émissions indiquent que les émissions de GES causées par le secteur pétrolier et gazier représentent 26 % des émissions totales de GES du pays. Si rien n'est fait immédiatement, il est attendu que les émissions de méthane provenant du secteur pétrolier et gazier au Canada continuent d'être rejetées dans l'atmosphère à des niveaux élevés d'environ

45 Mt d'éq. CO_2 par an entre 2018 et 2035, ce qui représente une parte importante des émissions totales de GES au Canada (722 Mt en 2015).

Canada and its international partners agreed to work together to implement the Paris Agreement and limit the temperature rise this century to well below 2 °C. Canada has also committed to introducing federal regulations to reduce methane emissions from oil and gas facilities to 40–45% of 2012 levels by 2025.

Le Canada et ses partenaires internationaux conjuguent leurs efforts pour mettre en œuvre l'Accord de Paris et limiter bien en deçà de 2 °C la hausse de la température durant le présent siècle. Le Canada est également déterminé à présenter des règlements fédéraux afin de réduire, d'ici 2025, les émissions de méthane des installations pétrolières et gazières de 40 à 45 % par rapport aux niveaux de 2012.

The Regulations introduce a set of performance standards to achieve significant emission reductions while providing facility and company flexibility to develop unique compliance strategies. As the Regulations do not prescribe specific compliance actions, multiple compliance pathways are available, allowing industry to plan and implement strategic company-wide solutions, introduce new technology, update existing equipment, or adapt operating practices. They will allow industry to introduce and remove emission controls over time as gas production changes, and allow industry to differentiate action based on their facility design and production profile.

Le Règlement présente un ensemble de normes de rendement pour réaliser des réductions importantes des émissions tout en fournissant aux installations et aux entreprises la marge de manœuvre nécessaire pour élaborer des stratégies de conformité uniques. Puisque le Règlement ne prescrit pas de mesures de conformité particulières, de multiples voies de conformité sont disponibles comme le fait de permettre à l'industrie de planifier et de mettre en œuvre des solutions stratégiques à l'échelle des entreprises, d'introduire de nouvelles technologies, de mettre à niveau l'équipement existant ou d'adapter des pratiques d'exploitation. Le Règlement permettra à l'industrie de mettre en œuvre et de supprimer des mesures de contrôle des émissions au fil des changements apportés aux activités de production ainsi que d'adapter les mesures en fonction de la conception des installations et des profils de production.

It is estimated that the Regulations will lead to a 16.5 Mt reduction in CO_2e emissions in 2030, an estimated 8% contribution to Canada's GHG emissions reduction target under the Paris Agreement. It is also expected that the Regulations will lead to a 16.4 Mt reduction in methane emissions in 2025, a reduction of 40% below 2012 levels. These reductions will contribute to efforts to slow the rate of near-term global warming.

Le Règlement devrait entraîner une réduction des émissions de 16,5 Mt d'éq. CO_2 en 2030, ce qui, selon les estimations, représente une contribution de 8 % à la cible du Canada en matière de réduction des émissions de GES aux termes de l'Accord de Paris. Le Règlement devrait également entraîner une réduction des émissions de méthane de 16,4 Mt en 2025, ce qui représente une réduction de 40 % sous les niveaux de 2012. Ces réductions contribueront aux efforts visant à ralentir la progression du réchauffement planétaire à court terme.

Further, the Regulations support an important pillar of the *Pan-Canadian Framework on Clean Growth and Climate Change* by reducing GHG emissions in a complementary fashion to the Government of Canada's commitments to implement economy-wide carbon pricing. Since it is challenging to apply carbon pricing to all emissions, coverage gaps can exist without additional policy measures. In this regard, the Regulations constitute a complementary policy to carbon pricing that contributes to emission reductions in a cost-effective manner.

De plus, le Règlement appuie un pilier important du *Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques* en réduisant les émissions de GES d'une manière complémentaire aux engagements du gouvernement du Canada à l'égard de la mise en œuvre d'une tarification du carbone à l'échelle de l'économie. Puisqu'il est difficile d'appliquer la tarification du carbone à l'ensemble des émissions, l'absence de mesures stratégiques supplémentaires pourrait donner lieu à des lacunes sur le plan de la couverture. À cet égard, le Règlement constitue une politique complémentaire à la tarification du carbone qui contribue aux réductions des émissions d'une manière économique.

Since April 2016, the Department has held over 250 hours of consultations on the Regulations with industry, provinces, territories, environmental organizations and associations of Indigenous peoples. Industry has expressed concerns with the potential competitiveness impacts that the Regulations may have on Canada's oil and gas sector, while environmental organizations expressed concerns regarding the lack of annual reporting and its impact on assessing industry compliance. The Department worked with stakeholders to minimize negative impacts and these groups have been generally supportive of the environmental objective of the Regulations.

Depuis avril 2016, le Ministère a tenu des consultations pendant plus de 250 heures au sujet du Règlement avec l'industrie, les provinces, les territoires, des organismes environnementaux et des associations autochtones. L'industrie a exprimé des inquiétudes au sujet des incidences que le Règlement pourrait avoir sur la compétitivité du secteur pétrolier et gazier au Canada, alors que les organismes environnementaux ont formulé des préoccupations en ce qui concerne l'absence de rapports annuels et l'incidence de celle-ci sur l'évaluation de la conformité de l'industrie. Le Ministère a collaboré avec les intervenants afin de réduire au minimum les incidences négatives, et ces groupes ont généralement appuyé l'objectif environnemental du Règlement.

In order to offset potential competitiveness concerns, the Regulations include several flexibilities, including small facility exemptions for certain standards. After consultations with stakeholders and provinces, the Department adjusted the coming-into-force dates to give more lead time to existing facilities before full compliance will be required. Given the relatively small incremental impact of the Regulations, and given that crude oil and natural gas are globally and continentally priced commodities, it is not expected that the Regulations will have a material impact on the prices of these products. Therefore, the Regulations are not expected to have impacts on consumers.

Afin d'atténuer les craintes éventuelles en ce qui concerne la compétitivité, le Règlement comprend plusieurs éléments offrant une plus grande marge de manœuvre, notamment une exemption des petites installations pour certaines normes. Après les consultations avec les intervenants et les provinces, le Ministère a ajusté les dates d'entrée en vigueur pour donner aux installations existantes plus de temps avant que la conformité totale ne soit requise. Étant donné l'incidence marginale relativement faible du Règlement ainsi que le fait que le pétrole brut et le gaz naturel sont des produits dont les prix sont établis à l'échelle mondiale et continentale, on ne s'attend pas à ce que le Règlement ait une incidence importante sur le prix de ces produits. Le Règlement ne devrait donc pas avoir de conséquences pour les consommateurs.

Between 2018 and 2035, the cumulative GHG emission reductions attributable to the Regulations are estimated to be approximately 232 Mt CO_2e. Avoided climate change damages associated with these reductions are valued at $11.6 billion. In addition, cumulative VOC emission reductions are estimated to be 773 kt, with resulting health and environmental benefits equal to $240 million. The total cost of the Regulations is estimated to be $3.9 billion, which will be offset in part by the recovery of 351 petajoules (PJ) of natural gas, with a market value of $1.0 billion, resulting in expected net benefits of $8.9 billion.

Entre 2018 et 2035, les réductions cumulatives des émissions de GES attribuables au Règlement sont estimées à environ 232 Mt d'éq. CO_2. La valeur des dommages attribuables aux changements climatiques qui sont évités grâce à ces réductions est estimée à 11,6 milliards de dollars. De plus, les réductions cumulatives des émissions de COV sont estimées à 773 kt, et la valeur des avantages consécutifs pour la santé et l'environnement se chiffre à 240 millions de dollars. Le coût total du Règlement est estimé à 3,9 milliards de dollars et il sera compensé en partie par la récupération de 351 pétajoules (PJ) de gaz naturel, avec une valeur commerciale de 1 milliard de dollars, ce qui donne lieu à des avantages nets prévus de 8,9 milliards de dollars.

Strategic environmental assessment

The Regulations have been developed under the *Pan-Canadian Framework on Clean Growth and Climate Change*. A strategic environmental assessment (SEA) was completed for this framework in 2016. The SEA concluded that proposals under the framework will reduce GHG emissions and are in line with the 2016–2019 Federal Sustainable Development Strategy (FSDS) goal of effective action on climate change.[55]

Évaluation environnementale stratégique

Le Règlement a été élaboré en vertu du *Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques*. Une évaluation environnementale stratégique (EES) a été effectuée pour ce cadre en 2016. Cette EES a permis de conclure que les propositions en vertu du cadre réduiront les émissions de GES et concordent avec l'objectif de la Stratégie fédérale de développement durable (SFDD) 2016-2019 à l'égard des mesures efficaces de lutte contre les changements climatiques[55].

[55] Achieving a Sustainable Future: A Federal Sustainable Development Strategy for Canada

[55] Réaliser un avenir durable : Stratégie fédérale de développement durable pour le Canada

Implementation, enforcement and service standards

Depending on the requirement, the Regulations will take effect in 2020 or 2023. The Regulations will be made under CEPA and enforcement officers will, when verifying compliance, apply the Compliance and Enforcement Policy for CEPA.[56] The Policy sets out the range of possible enforcement responses to alleged violations. If an enforcement officer discovers an alleged violation following an inspection or investigation, the officer will choose the appropriate enforcement action based on the Policy.

Compliance promotion activities are intended to assist the regulated community in achieving compliance. The approach for the Regulations includes developing and posting compliance promotion information such as frequently asked questions (FAQs) on the Department's website to explain provisions of the Regulations, as well as undertaking various outreach activities such as workshops and informational sessions. The Department will respond to all stakeholder inquiries to ensure that the requirements of the Regulations are understood. These activities are targeted at raising awareness and assisting the regulated community in achieving a high level of overall compliance as early as possible during the regulatory implementation process. As the regulated community becomes more familiar with the requirements of the Regulations, compliance promotion activities are expected to decline to a maintenance level. The compliance promotion activities will be adjusted according to compliance analyses or if unforeseen compliance challenges arise.

The Department, in its administration of the regulatory program, will provide services and respond to permit submissions and inquiries from the regulated community in a timely manner, taking into account the complexity and completeness of the request. In addition, the Department intends to develop a technical guidance document that will include a description of the required information and format to be followed when submitting a permit for review.

Performance measurement and evaluation

The expected outcomes of the Regulations are directly related to international and domestic priorities to reduce methane emissions from the upstream oil and gas industry. The performance of the Regulations in achieving these outcomes will be measured and evaluated.

Specific outcomes (immediate, intermediate and final) have been developed as part of the implementation

[56] The Department's Compliance and Enforcement Policy

Mise en œuvre, application et normes de service

Selon la norme en cause, le Règlement entrera en vigueur en 2020 ou en 2023. Le Règlement sera pris en application de la LCPE, et les agents de l'application de la loi appliqueront la Politique d'observation et d'application de la LCPE[56] aux fins de vérification de la conformité. Cette politique énonce la gamme des mesures d'application de la loi possibles en cas d'infractions présumées. Lorsqu'un agent de l'application de la loi découvre une infraction présumée à la suite d'une inspection ou d'une enquête, cet agent choisira la mesure d'application appropriée en fonction de la politique.

Les activités de promotion de la conformité visent à aider la collectivité réglementée à se conformer à la réglementation. L'approche à l'égard du Règlement consiste notamment à préparer et à afficher de l'information faisant la promotion de la conformité, comme des foires aux questions (FAQ) sur le site Web du Ministère pour expliquer les dispositions du Règlement, ainsi qu'à effectuer diverses activités de sensibilisation, comme des ateliers et des séances d'information. Le Ministère répondra à toutes les demandes de renseignements formulées par des intervenants afin que les exigences du Règlement soient bien comprises. Ces activités visent à sensibiliser la collectivité réglementée et à aider celle-ci à atteindre un niveau élevé de conformité globale le plus tôt possible au cours du processus de mise en œuvre de la réglementation. À mesure que la collectivité réglementée se familiarisera avec les exigences du Règlement, les activités de promotion de la conformité devraient être réduites jusqu'à un niveau permettant d'assurer le maintien les résultats obtenus. Les activités de promotion de la conformité seront ajustées en fonction des analyses de la conformité ou en cas de défis imprévus à cet égard.

En administrant le programme réglementaire, le Ministère fournira des services et répondra aux demandes de permis et de renseignements de la collectivité réglementée, et ce, de manière rapide et en tenant compte de la complexité et de l'exhaustivité des demandes. Le Ministère a en outre l'intention de produire un document d'orientation technique qui comportera une description de l'information nécessaire et de la procédure à suivre pour soumettre un permis aux fins d'examen.

Mesures de rendement et évaluation

Les résultats attendus du Règlement sont directement associés aux priorités internationales et nationales qui visent à réduire les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier en amont. Le rendement du Règlement dans l'atteinte de ces résultats sera mesuré et évalué.

Des résultats particuliers (immédiats, intermédiaires et final) ont été établis dans le cadre de la stratégie de mise

[56] La politique de conformité et d'application du Ministère

strategy for the Regulations. The expected immediate outcomes are awareness and understanding by the regulatees of their obligations under the Regulations. Expected intermediate outcomes of the Regulations include compliance by regulatees with the regulatory requirements. The expected final outcome is the reduction of methane emissions from the upstream oil and gas industry by at least 40% of 2012 levels by 2025.

Quantitative indicators and targets, where applicable, have been defined for each outcome and will be tracked annually through indicators such as enforcement activities, compliance promotion activities, registration and potential on-demand reporting.

The performance of the Regulations will be evaluated annually according to the program evaluation plan. Regular review and evaluation of the performance indicators will allow the Department to monitor the impacts of the Regulations on the upstream oil and gas sector and to evaluate the performance of the Regulations in reaching its intended targets.

Contacts

Cam Carruthers
Executive Director
Oil, Gas and Alternative Energy Division
Energy and Transportation Directorate
Environmental Stewardship Branch
Environment and Climate Change Canada
351 Saint-Joseph Boulevard
Gatineau, Quebec
K1A 0H3
Email: ec.methane-methane.ec@canada.ca

Matthew Watkinson
Director
Regulatory Analysis and Valuation Division
Economic Analysis Directorate
Strategic Policy Branch
Environment and Climate Change Canada
200 Sacré-Cœur Boulevard
Gatineau, Quebec
K1A 0H3
Email: ec.darv-ravd.ec@canada.ca

en œuvre du Règlement. Les résultats immédiats attendus sont la sensibilisation et la compréhension de la collectivité réglementée au sujet des obligations de celle-ci en vertu du Règlement. Les résultats intermédiaires attendus du Règlement comprennent le respect des exigences réglementaires par la collectivité réglementée. Le résultat final attendu est la réduction, d'ici 2025, des émissions de méthane de l'industrie pétrolière et gazière en amont d'au moins 40 % par rapport aux niveaux de 2012.

Des cibles et des indicateurs quantitatifs ont été définis pour chacun des résultats, le cas échéant, et ils feront l'objet d'un suivi annuel au moyen d'indicateurs comme les activités d'application de la loi, les activités de promotion de la conformité, l'enregistrement et la production possible de rapports sur demande.

Le rendement du Règlement sera évalué chaque année en fonction du plan d'évaluation du programme. L'évaluation et l'examen réguliers de ces indicateurs de rendement permettront au Ministère de surveiller les incidences du Règlement sur le secteur pétrolier et gazier en amont et d'évaluer à quel point ce règlement permet d'atteindre les cibles prévues.

Personnes-ressources

Cam Carruthers
Directeur exécutif
Division du pétrole, du gaz et de l'énergie de remplacement
Direction de l'énergie et des transports
Direction générale de l'intendance environnementale
Environnement et Changement climatique Canada
351, boulevard Saint-Joseph
Gatineau (Québec)
K1A 0H3
Courriel : ec.méthane-méthane.ec@canada.ca

Matthew Watkinson
Directeur
Division de l'analyse réglementaire et de l'évaluation
Direction de l'analyse économique
Direction générale de la politique stratégique
Environnement et Changement climatique Canada
200, boulevard Sacré-Cœur
Gatineau (Québec)
K1A 0H3
Courriel : ec.darv-ravd.ec@canada.ca